UNA PRODUCCIÓN DE ECONOJOURNAL / Nº16 / AÑO 4 / DIC. 2022

16

TRAMA

VISIÓN DE PROTAGONISTAS

Tiempos de excepción

THILO WIELAND, DIRECTOR PARA RUSIA Y AMÉRICA LATINA DE WINTERSHALL DEA, EL MAYOR PRODUCTOR INDEPENDIENTE DE GAS DE EUROPA, ANALIZA EN UNA ENTREVISTA EXCLUSIVA LAS REPERCUSIONES DEL INÉDITO CONTEXTO QUE ATRAVIESA LA INDUSTRIA ENERGÉTICA A RAÍZ DEL CONFLICTO BÉLICO EN UCRANIA.

NOTAS EXCLUSIVAS

Ricardo Rodríguez
Shell

Ricardo Markous
Tecpetrol

Pablo Brottier
Sacde

Bernardo Andrews
Genneia

Carlos Damián Mundín
BTU

MINDS OF ENGINEERS.
PIONEERS AT HEART.

Wintershall y DEA se convierten en Wintershall Dea.
Exploramos y producimos gas y petróleo – en todo el mundo.
Responsable y eficientemente. Ahora avanzamos juntos.
Somos pioneros de corazón, con 245 años de experiencia
en ingeniería de excelencia.

wintershalldea.com

VISTA

ENERGY FOR TOMORROW

VICTORIO PODESTA

70 años de trayectoria entregandole energía a la industria

energía humana en acción™

Chevron

EnergiX
ENERGIA CONFIABLE

La energía es nuestro motor

Nos enfocamos en servir a nuestros clientes,
optimizando su matriz energética.

Para más información encontranos en
www.energix.com.ar

phoenix GLOBAL RESOURCES

La energía
se está reinventando,
Total evoluciona a
TotalEnergies.

TotalEnergies

THILO WIELAND, MIEMBRO DEL DIRECTORIO DE WINTERSHALL DEA

«ME PREOCUPA MÁS EL ABASTECIMIENTO DE GAS PARA EL PRÓXIMO INVIERNO QUE EL DE ESTE AÑO»

THILO WIELAND, DIRECTOR DE WINTERSHALL DEA, LA PRODUCTORA INDEPENDIENTE DE GAS MÁS IMPORTANTE DE EUROPA, PASÓ POR BUENOS AIRES Y CONVERSÓ CON TRAMA SOBRE LOS DESAFÍOS QUE REPRESENTA EL INÉDITO CONTEXTO GLOBAL PARA LA INDUSTRIA ENERGÉTICA. SU VISIÓN SOBRE LOS PRECIOS DEL LNG, LAS MEDIDAS QUE ESTÁ TOMANDO EUROPA PARA ADAPTARSE AL NUEVO MAPA GEOPOLÍTICO Y UN ANÁLISIS A FONDO SOBRE LAS COMPLEJIDADES QUE IMPLICA INVERTIR EN UNA ECONOMÍA EN CRISIS COMO LA ARGENTINA.

Por Nicolás Gandini

LA ENTREVISTA CON THILO WIELAND, integrante del Directorio de Wintershall Dea –la productora independiente más importante de Europa– y titular de las operaciones de la empresa en Rusia y Latinoamérica, transcurre a fines de noviembre en el piso 14 de las oficinas que la compañía de origen alemán posee en la torre Boston, el edificio diseñado por César Pelli sobre la calle Carlos Della Paolera, ese pequeño pasaje escondido en pleno barrio de Retiro. Una hora antes, Alemania perdía 1-2 con Japón y sellaba la segunda gran sorpresa de Qatar 2022 tras la derrota argentina en el debut contra Arabia. «La diferencia es que nosotros jugamos contra España, ya estamos fuera del Mundial; ustedes (por la selección argentina) tienen chance de recuperarse», profetiza en clave de aceptación Wieland, aún en la charla previa con *TRAMA* antes de sumergirse en el análisis del excepcional contexto global que atraviesa la industria energética. La realidad terminaría por darle la razón.

El directivo de Wintershall Dea, que explota hidrocarburos desde hace más de 40 años en la Argentina, suele visitar Buenos Aires entre una y dos veces por año para seguir de cerca el rumbo del negocio en el país. De gesto afable, sencillo y de mirada sincera, el interés por entrevistarlo surgía de una doble vía. Por un lado, siempre es relevante conocer la visión de corto y mediano plazo de uno de los animadores del mercado doméstico del gas. Por el otro, no son muchas las chances para un medio argentino de profundizar sobre las particularidades inéditas del escenario global —con epicentro en Europa—, que sufre por los altísimos precios del Gas Natural Licuado (LNG, por sus siglas en inglés) y también por las dudas que persisten en cuanto a la consistencia de la oferta para cubrir la demanda de energía en varios países del Viejo Continente tras la invasión de Rusia sobre Ucrania.

«Lo que más me preocupa —afirma Wieland— no es tanto este invierno, sino el que viene. Este año logramos reponer casi un 100% del gas de nuestras instalaciones de almacenamiento. Pero en 2023 no contaremos con la producción adicional de Rusia, por lo que será más complicado», advierte el directivo de Wintershall Dea, que tiene su sede en el epicentro del conflicto y opera en la Argentina desde fines de la década del 70.

Los últimos años estuvieron marcados primero por el impacto que provocó la pandemia y luego por el conflicto bélico entre Ucrania y Rusia, que generó graves consecuencias en materia energética, sobre todo para Europa. ¿Cómo definiría el escenario actual?

—

Los desafíos descriptos han afectado la industria del Oil & Gas, y el mayor hecho es que aumentó la volatilidad de los precios. Vimos que dos años atrás los precios bajaron y llegaron a niveles récord, y ahora notamos que los precios treparon a niveles récord desde que Rusia inició la guerra contra Ucrania. Lo que persiste es la necesidad del producto, y el desafío es que probablemente tengamos que pensar en nuevas reglas del suministro. El mercado ha cambiado y está cambiando: un desafío para Europa, por ejemplo, es que el suministro ruso de gas natural no está disponible. Por otro lado, hay buenas chances para países como Argentina; el desafío es si puede ser capaz de exportar gas natural y así tener los beneficios de los altos precios de la energía, para dejar de depender de la energía de otros. Por lo tanto, las consecuencias serán diferentes en distintas partes del mundo.

¿Cómo se posiciona Wintershall Dea en este escenario de volatilidad? ¿Cuáles son sus principales objetivos?

=—

Somos una compañía multinacional de Gas & Oil con presencia en 12 países y, como estrategia, decidimos que también vamos a intensificar nuestro intento de producir hidrógeno, porque es una manera de ser exitosos en el futuro. Tenemos oportunidades certeras de ser más eficientes y reducir nuestras emisiones de carbono. También tenemos la oportunidad de captar carbono y almacenarlo (CCS). Por eso, queremos producir hidrógeno, captar el dióxido de carbono y contribuir con la descarbonización y la transición energética. El centro de nuestra actividad es el negocio de gas, pero estamos analizando cuál puede ser nuestro rol en el negocio del hidrógeno y el carbono.

Europa tiene por delante un invierno complejo por la posible falta de gas. ¿Qué medidas que se están tomando allí podrían llegar a aplicarse en nuestro país durante el próximo invierno?

—

Arribé a Buenos Aires ayer (fines de noviembre) y en Alemania ya estaba nevando, por lo que definitivamente el invierno ya llegó a Europa. Este invierno logramos llenar nuestras instalaciones de almacenamiento de gas más o menos en un 100%. El mayor reto para Europa y para Alemania será probablemente el próximo invierno, porque para ese momento no contaremos con los volúmenes adicionales de Rusia. En 2022 Europa Europa todavía recibió 70 mil millones de metros cúbicos desde Rusia, que no estarán allí en 2023. En ese sentido, existe una oportunidad para Argentina, porque vemos que los precios del LNG seguirán altos por un tiempo más. Por eso decimos que cada metro cúbico y cada barril cuentan y contribuirán a satisfacer la demanda global de energía. Este invierno la señal es que necesitamos adaptarnos como sociedad y como sistema económico, debemos ahorrar energía y ser eficientes. Esa premisa también aplica para la Argentina.

¿Cuánto afectó la situación bélica en Ucrania la estrategia de impulsar proyectos de descarbonización?

—

Nosotros ya habíamos decidido nuestra estrategia: hemos vivido momentos muy desafiantes, queríamos ser jugadores y ser carbono neutrales. Y bajar la emisión de carbono en todas nuestras operaciones para 2030. Nos propusimos trabajar en cuatro pilares y luego se sumó un quinto. El primero es el porfolio (desinvertir en activos que no matchean con nuestra estrategia pero al mismo tiempo seguir invirtiendo en los que sí). El segundo es aumentar

“

EL MAYOR RETO PARA EUROPA Y PARA ALEMANIA SERÁ PROBABLEMENTE EL PRÓXIMO INVIERNO, PORQUE PARA ESE MOMENTO NO CONTAREMOS CON LOS VOLÚMENES ADICIONALES DE RUSIA.

nuestra eficiencia (todos nuestros esfuerzos están puestos en detectar las pérdidas de eficiencia y superarlas para reducir nuestras emisiones lo máximo posible). El tercero es la compensación (sabemos que nuestras emisiones actuales no pueden ser cero, así que buscamos intervenir en proyectos para compensar nuestras emisiones, como por ejemplo reforestación). El cuarto pilar involucra la tecnología, la gestión de carbono e hidrógeno (creamos una organización que está evaluando toda la cadena de valor, porque el mercado aún no existe, se está creando).
Entonces, estamos evaluando todas las opciones en el mercado y buscando constantemente qué implica colectar o tomar el dióxido de carbono, transportarlo, tratarlo, inyectarlo. Participamos en un proyecto piloto en el noroeste de Europa, llamado «Nor-Ge», y queremos conectar al mayor emisor de CO_2, Alemania, con Noruega, que está dispuesta a tratar grandes masas de CO_2. También tenemos un proyecto piloto llamado «Luna», donde somos los operadores, y otro en Dinamarca, donde estamos evaluando en qué segmento de la cadena de valor podemos involucrarnos.

¿Está definido en qué segmentos de la cadena de valor participarán en esos dos proyectos?

—

Lo prioritario hoy es entender toda la cadena de valor completa para saber cómo recolectar el CO_2, cómo transportarlo, tratarlo y almacenarlo. Nuestra competencia central es una empresa E&P, que principalmente tiene conocimiento del subsuelo; es decir, sabemos cómo son los yacimientos, pero debemos conocer otras partes de la cadena de valor, entender más sobre tratamiento, facilities.

¿Puede dar algún ejemplo de lo que están haciendo? Me refiero a los planes de reforestación.

—

Estamos analizando qué tipo de oportunidades de compensaciones tenemos. Creemos que la reforestación es la principal y la mejor para proceder, y estamos chequeando las oportunidades en cada país donde estamos. Buscamos y estamos en etapas tempranas, pero empezamos en varios países.

¿Cuáles son las variables que más pesan cuando se analiza un proyecto de hidrógeno: tener recursos de energía renovable para producir hidrógeno verde, tener gas natural para producir hidrógeno de gas natural o estar cerca de los mercados consumidores para evitar el costo de transporte?

—

Lo más importante es que construyamos el mercado lo más rápido posible, pero primero debemos ser abiertos a la tecnología. Tenemos una gran discusión en torno al hidrógeno, si debe ser verde, azul, todo el arcoíris. En lo personal, sostengo que lo importante es no excluir ningún tipo de tecnología que produzca hidrógeno, pero sí mantenernos abiertos a

“

EN LOS PRÓXIMOS CUATRO AÑOS VAMOS A DESEMBOLSAR HASTA U$S 350 MILLONES EN PROYECTOS COMO FÉNIX O AGUADA PICHANA ESTE.

todas las tecnologías hasta que el mercado pueda decidir qué camino tomar. Una opción es que con el hidrógeno azul (que se produce a partir del gas natural) podríamos rápidamente crear el mercado, dado que el verde (que se genera con fuentes renovables) necesita más tiempo y mayor volumen. Además, estamos investigando proyectos de hidrógeno turquesa, que también pueden crecer y que separan hidrógeno del carbono, por lo que no existe el problema de tener que reinyectarlo. Estas tecnologías deben ser investigadas para definir si tienen sentido en el tiempo o no.

Si bien es muy incipiente pensar que Argentina se convierta en un exportador de LNG, ¿cómo analiza usted esa posibilidad?

—

Vimos que los precios globales como consecuencia de la guerra en Ucrania han afectado a todos los países, incluso a la Argentina, porque la importación de LNG se volvió tremendamente cara. Una consecuencia real de esa situación es que se visibilizó qué precio debe afrontar el país por depender de la importación, a pesar de que cuenta con el recurso natural para aumentar la producción de gas natural.
El primer objetivo debería ser volverse independiente y no soñar con el segundo paso sin tener el primero. Es claro que existe un gran potencial para la Argentina, así como beneficios para su balanza de pagos y para estabilizar su moneda. En el largo plazo, si el desarrollo de Vaca Muerta continúa como hasta ahora, ahí sí hay potencial para exportar. Y lo que se necesita es la infraestructura (por ejemplo, para el LNG se requieren tuberías). El gasoducto Néstor Kirchner es el primer paso para conectar mejor Vaca Muerta y su adicional capacidad, y también se necesitan inversiones en plantas de licuefacción para poder exportar. Todo eso debe ser evaluado para que los proyectos tengan sentido.

Dado que Europa necesita asegurar el abastecimiento de gas, ¿existe alguna gestión de Wintershall Dea para generar un acuerdo y que Argentina pueda enviar gas a Europa si amplía su infraestructura?

—

En la situación actual de escasez de gas, cada metro cúbico que se produce, no importa dónde, es importante para volver a generar un mejor equilibrio entre oferta y demanda. Por lo tanto, lo que se produce en Argentina contribuye positivamente al mercado global. Nosotros estamos concentrados en proyectos, estamos invirtiendo en ellos. En los próximos cuatro años vamos a desembolsar hasta u$s 350 millones en proyectos como Fénix o Aguada Pichana Este.

¿Puede detallar cuáles son las etapas que debe enfrentar el proyecto Fénix (un nuevo desarrollo *offshore* de gas en la cuenca Austral)? ¿Y qué es lo que más le preocupa en ese proceso?

—

Tenemos los contratos necesarios desde hace tiempo para Fénix, que está ubicado en una de las plataformas *offshore* más australes del planeta. Allí ya contamos con experiencias anteriores, como Carina-Aries y Vega Pléyade. Creo que estos aprendizajes que hemos tenido junto a nuestros socios (TotalEnergies y Pan American Energy) nos prepararon técnicamente para avanzar en nuevos desarrollos *offshore*.

Antes comentó acerca de dos proyectos piloto de hidrógeno que están llevando adelante, ¿existe la posibilidad de crear una unidad de negocios dentro de Wintershall Dea o con algún socio para conocer mejor esa tecnología?

—

Lo estamos analizando, es otra parte en la cual creo que siempre debemos buscar socios. En el caso del proyecto Nor-Ge, ya hemos elegido a uno, que es la compañía noruega Equinor.

También mencionó que una de las decisiones que tomó Wintershall Dea fue reestructurar el porfolio tratando de quedarse con los activos que permitan reducir el nivel de emisiones. En la Argentina se desprendieron de dos áreas eminentemente petrolíferas en Vaca Muerta. Hoy la oferta de crudo está corta a nivel global. ¿Existe la posibilidad de que al menos temporalmente pongan el foco en desarrollos petrolíferos?

—

En Wintershall Dea nos definimos como una compañía de Gas & Petróleo porque un 70% de nuestra producción es gas natural. Entonces, nuestro foco está en el gas y también lo está en la Argentina. A partir del desarrollo de gas, sabemos que estamos contribuyendo al suministro energético y a la transición. A pesar de eso, también contamos con proyectos de petróleo, como por ejemplo en México, donde recientemente hemos encarado un nuevo desarrollo. Entonces, los proyectos de petróleo están en nuestra óptica, aunque deben cumplir ciertos parámetros de eficiencia y emisiones. Desde esa óptica, si existen oportunidades en la Argentina, las evaluaremos.

¿Cuán probable ve que Wintershall Dea vuelva a ser un operador en Vaca Muerta?

—

La chance de volver a ser un operador en Vaca Muerta (NdR: en 2020 transfirió dos áreas en la ventana de petróleo a Vista) dependerá de las oportunidades que encontremos en el futuro. Siempre estamos monitoreando las oportunidades en todos los países en los que nos encontramos.

La Argentina enfrenta desafíos gigantes en materia económica, con inflación y restricciones en el mercado de cambios, ¿qué es lo que más le preocupa de lo que ve hoy en Argentina?

—

Primero quiero destacar el esfuerzo enorme del gobierno para extender el Plan Gas 4 y 5. Lo positivo es que otra vez están buscando parámetros de sostenibilidad y brindando seguridad para dar certidumbre en el tiempo. Lo que lo que hace difícil y es un desafío, si se analizan los precios incluidos en el pliego del Plan Gas 5, es que los valores son similares a los de 2020, y el esquema los proyecta estables por seis años (hasta 2028). Lo que me preocupa, con relación a eso, es que no se toma en cuenta la inflación que está registrando en el mundo (cercana al 10% anual). El riesgo es que los precios no reflejen la realidad y eso es un tema en el que creo que hay que trabajar.
El segundo desafío para una empresa internacional que evalúa dónde invertir está representado por la estabilidad de la moneda y el acceso a las divisas. Cualquier limitante al mercado de cambios obviamente no es bueno y es un obstáculo. Apreciamos los esfuerzos del gobierno para mejorar esa situación, pero contar con un libre mercado sería una gran ventaja.

La situación de la macroecomía no va a mejorar inmediatamente, por lo que algunos proponen sancionar una ley especial de LNG que garantice la libre disponibilidad de divisas para las empresas que inviertan en Oil & Gas. ¿Es suficiente una ley de esas características para apalancar nuevas inversiones o deben mejorar las condiciones generales de la macroeconomía?

—

Definitivamente es una mezcla. Tener reglas claras por supuesto ayuda, pero eso no cambia las condiciones macroeconómicas. La macro siempre va a tener un gran rol. Nosotros estamos en la Argentina desde hace más de 40 años, estamos felices de estar aquí, invertimos y nos queremos quedar. Por eso, es muy importante para nosotros que existan discusiones constructivas con el gobierno y, al mismo tiempo, esperamos que los parámetros macroeconómicos mejoren. ×

TRAMA

Nº 16 DIC. 2022
Registro de la Propiedad Intelectual: 53669687

Director Editorial
Nicolás Gandini

Directora
Marcela González

Diseño Editorial
Estudio ÁgredaDG
lea.agreda@icloud.com

Escriben
Juan Manuel Compte
Fernando Krakowiak
Roberto Bellato
Pablo Galand
Nicolás Deza

Fotografía en Buenos Aires
Daniela Demelio
daniela.damelio.fotografia@gmail.com

en Neuquén
Fabián Ceballos
Fotosnqn@gmail.com

Corrección
Pablo Valle

Comercialización
econojournal@econojournal.com.ar

Impresión
New Press Grupo Impresor S.A.
Paraguay 264 (1870)
Avellaneda, Bs.As.
+54 11 42089767

REVISTA TRAMA
es una producción de
Econo Journal SRL
Viamonte 825 PB “A”
+54911 3062 6232

HUGO EURNEKIAN, PRESIDENTE DE CGC

«LA CUENCA AUSTRAL TIENE EL VALOR DE LO DIFERENTE, LO DIVERSO Y LO COMPLEMENTARIO»

CADA COMPROMISO QUE ASUME CGC ESTÁ BASADO EN LA VOCACIÓN DE DESAFIAR PARADIGMAS. SEGÚN SU PRESIDENTE, HUGO EURNEKIAN, SÓLO ASÍ PUEDE MARCARSE UNA DIFERENCIA EN EL SECTOR. DECIDIDA A DERRIBAR PRECONCEPTOS, LA PETROLERA DE CORPORACIÓN AMÉRICA AMPLÍA SUS EXPLORACIONES EN LA CUENCA AUSTRAL Y CONFÍA EN EL POTENCIAL REMANENTE DEL GOLFO SAN JORGE.

LOS AMBICIOSOS PASOS que viene dando Compañía General de Combustibles (CGC) en la industria local de Oil & Gas, con foco en el desarrollo hidrocarburífero de la Cuenca Austral, resultan fieles a la estrategia general de Corporación América. Así lo definió Hugo Eurnekian, sobrino nieto de Eduardo, el patriarca del holding, durante su presentación en el espacio 'One on One' del Energy Day. «Lo que todas las empresas de un grupo tan diversificado como el nuestro tenemos en común es un ADN emprendedor; es decir, una vocación de innovar y desafiar los paradigmas tradicionales», expresó el presidente de CGC.

La Cuenca Austral, ejemplificó, era usualmente concebida como una cuenca madura, por lo que se creía que su potencial se hallaba bastante limitado. «Nosotros, amparados en datos duros, pensábamos exactamente lo contrario: estábamos convencidos de que ameritaba mucha más exploración y de que albergaba vastas riquezas por desarrollar», aseguró.

Al tratarse de una cuenca eminentemente gasífera, apuntó, exhibía condiciones favorables para desempeñar un rol clave en el abastecimiento de un recurso de importancia estratégica en la matriz energética argentina. «Con esa visión, decidimos apostar fuertemente por su puesta en valor en un contexto marcado por la declinación de los yacimientos convencionales», justificó.

Consultado sobre la centralidad de Vaca Muerta en un sistema gasífero tan federal como el argentino, Eurnekian remarcó que afortunadamente las oportunidades del país no se agotan en los hidrocarburos no convencionales de la Cuenca Neuquina. «La Cuenca Austral posee el valor de lo diferente, lo diverso y lo complementario. Y esto se verificará tanto en el corto como en el mediano y el largo plazo», sintetizó.

HITOS RECIENTES

A diferencia de lo que ocurre con Vaca Muerta, cuyo desarrollo masivo requiere de incrementar la actual infraestructura de transporte, Eurnekian reivindicó a la Cuenca Austral por sus posibilidades inmediatas de aportar más gas a partir de la capacidad ociosa en el Gasoducto San Martín. «Pensando en el mediano y el largo plazo, en tanto, vale la pena repasar nuestros números más recientes. En 2022, de hecho, totalizamos unos 200 pozos perforados en la cuenca, un 12% de los cuales fueron exploratorios (una tasa que es mucho más alta que la media). En la práctica, esto implica que más de un 80% de nuestra producción proviene de desarrollos descubiertos gracias a inversiones de exploración realizadas en los últimos años», ejemplificó.

No obstante, acotó, lo hecho hasta ahora por CGC todavía resulta insuficiente con respecto a las oportunidades geológicas disponibles. «Tenemos un enorme potencial exploratorio en reservorios someros y profundos, convencionales, *tight* y *shale* por descubrir», enfatizó.

Otro hito de la temporada 2022, expuso, fue la primera fractura en *shale* de la formación Palermo Aike. «Por primera vez en la historia logramos fluencia y producción de *shale* gas y *shale oil* en la Cuenca Austral. Asimismo, en 2023 vamos a perforar el primer pozo horizontal. Nuestra roca madre productiva se encuentra al lado de dos océanos, por lo que permite la salida tanto por el Pacífico como por el Atlántico», confirmó.

PLANES PRODUCTIVOS

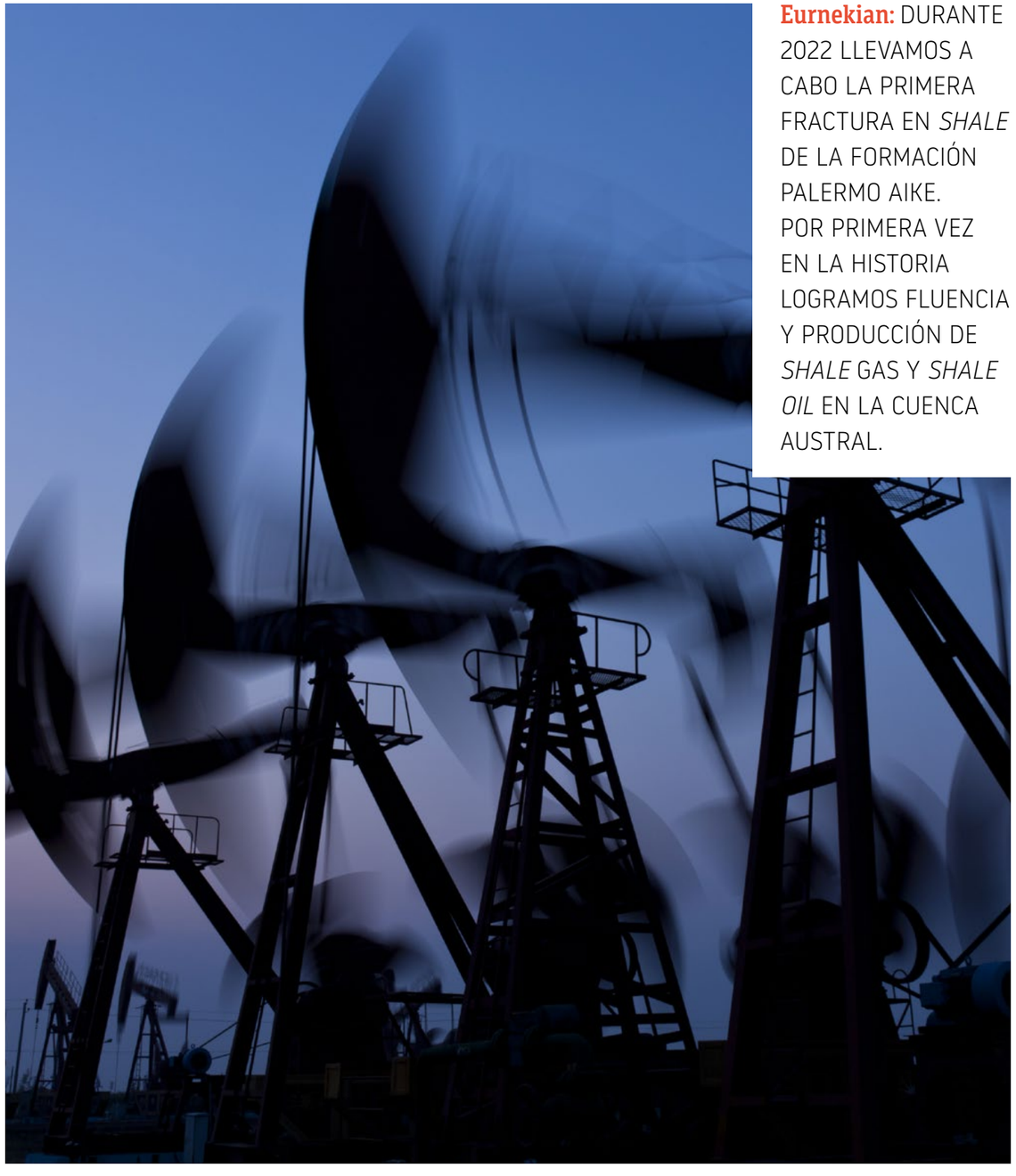
Consultado sobre el relanzamiento del Plan Gas.Ar, el titular de CGC opinó que las nuevas ediciones IV y V fomentarán el desarrollo de todas las cuencas del país, tomando en cuenta sus respectivas particularidades. Adicionalmente, ponderó Eurnekian, el programa garantizará la previsibilidad de las reglas de juego hasta el año 2028. «Hay que considerar que todo lo que la Cuenca Austral crezca en cuanto a producción significará, básicamente, un mayor reemplazo de gasoil en el verano y de gas natural licuado (GNL) en el invierno», resumió.

Para proyectar lo que suceda con CGC en 2023 y 2024, afirmó, conviene resaltar la adquisición de Sinopec Argentina llevada a cabo en 2021. «Esa operación significó un salto cuantitativo para nosotros, que ahora estamos en pleno proceso de consolidación, validando nuestro paradigma de desafiar preconceptos para intervenir activamente en la Cuenca del Golfo San Jorge, donde vemos que quedan muchos recursos por aprovechar más allá del crudo pesado», sostuvo.

Si anteriormente los crudos livianos eran los más buscados por la industria y también los que más escaseaban, eso cambió de la mano del auge del *shale*. Hoy, diferenció Eurnekian, los crudos pesados se han revalorizado en los mercados internacional y local. «No hay que dejar de lado, por cierto, que el Golfo San Jorge también tiene bastante gas asociado», acotó.

La firma, agregó el ejecutivo, tomó en 2022 la decisión de más que triplicar los equipos de torre en las áreas adquiridas a Sinopec. «Después de tomar la operación, pasamos de cinco equipos (los cinco de pulling) a 16 (nueve de pulling, tres de workover, dos perforadores y dos flash by). Así empezamos a validar el potencial que vislumbramos, el cual -insisto- no es únicamente petrolero. Estamos pensando en lanzar una nueva inversión, apuntando como base a duplicar la producción en los próximos dos o tres años», aventuró.

Por estos días, especificó, CGC elevó un 70% la extracción gasífera anual en el Golfo San Jorge. «Hallamos mucho gas 'detrás de caño'; o sea, gas que no se había desarrollado aunque en algunos casos estaba identificado. Prontamente vamos a realizar nuevas perforaciones en las áreas sin desarrollar que pertenecían a Sinopec y en otros puntos de la cuenca», prometió.



> **Eurnekian:** DURANTE 2022 LLEVAMOS A CABO LA PRIMERA FRACTURA EN *SHALE* DE LA FORMACIÓN PALERMO AIKE. POR PRIMERA VEZ EN LA HISTORIA LOGRAMOS FLUENCIA Y PRODUCCIÓN DE *SHALE* GAS Y *SHALE OIL* EN LA CUENCA AUSTRAL.

“

LA ADQUISICIÓN DE LOS ACTIVOS DE SINOPEC ARGENTINA SIGNIFICÓ UN SALTO CUANTITATIVO PARA NOSOTROS, QUE AHORA ESTAMOS EN PLENO PROCESO DE CONSOLIDACIÓN, VALIDANDO NUESTRO PARADIGMA DE DESAFIAR PRECONCEPTOS PARA INTERVENIR EN EL GOLFO SAN JORGE.

MÁS TRANSPORTE

CGC es accionista de Transportadora de Gas del Norte (TGN), firma directamente involucrada en importantes labores de ampliación de la capacidad de transporte a escala nacional. Según Eurnekian, parece más lógico aprovechar la infraestructura existente que construir nuevas obras, más allá de que sea necesario avanzar en ambas direcciones.
Desde el punto de vista del negocio, afirmó, se observa una clara oportunidad para desarrollar el mercado gasífero en el norte del país. «En primera instancia, esto tiene que ver con el reemplazo de la producción de Bolivia, que viene declinando de manera sistemática. En segundo término, con el abastecimiento del norte de Chile, donde hay dos gasoductos conectados. Y en tercer lugar, con la posibilidad concreta de llegar a Brasil, usando la infraestructura existente, vía Bolivia», enumeró.
Para productores y cargadores, señaló el directivo, seguramente tenga sentido financiar las citadas obras a fin de desarrollar esos mercados. «Sería realmente deseable que suceda», manifestó.

VARIABLES DEPENDIENTES

Estabilizar la macroeconomía argentina y fortalecer al sector energético son, para Eurnekian, variables mutuamente dependientes. «Difícilmente pueda lograrse una sin la otra. Es necesario abordar ambas cuestiones de manera conjunta y complementaria. Que la energía despegue es condición necesaria, pero no suficiente, para sortear los desafíos macroeconómicos del país», sentenció.
Hay pocos segmentos productivos con tanto peso en la economía nacional como el energético, recalcó, pero eso no significa que Vaca Muerta vaya a salvar a la Argentina por sí sola. «No hay atajos. Se necesita demostrar el progreso con hechos y no con palabras. Hay que establecer marcos regulatorios aggiornados que funcionen (ya que los que tenemos son de hace 30 ó 40 años, cuando regían otras condiciones) y que favorezcan la llegada de inversiones para los mercados doméstico y de exportación», argumentó.
Por lo menos en materia de energía, celebró, hay asuntos que ya no se discuten. «Está claramente identificada la importancia del sector, lo cual se ve reflejado en los esfuerzos de los sucesivos gobiernos por diseñar y lanzar programas de incentivos a la producción, como el ya mencionado Plan Gas.Ar. Podría hablarse, incluso, de la implementación de una política de Estado», calificó.
La Argentina, consideró, está transitando un período de bastante consenso sobre lo que hay que hacer en el plano hidrocarburífero. «Ojalá que el próximo paso sea debatir un marco regulatorio que no implique ratificar planes de incentivos cada dos años, sino que se sostenga en el tiempo», completó.

AGENDA SOSTENIBLE

Desafiar los paradigmas incluye, a decir de Eurnekian, asumir compromisos en favor del desarrollo sostenible. «Todos los planes de transición energética son, para nosotros, necesarios y relevantes (incluso sin perder de vista que probablemente ninguno de ellos se termine cumpliendo al 100%). Descreo de la progresión de esfuerzos graduales para llegar a las cero emisiones en la industria. Los humanos tendemos a proyectar de una manera muy suave y continua. Pero si miramos hacia el pasado, la diferencia la hicieron los cambios abruptos y disruptivos», teorizó.
A comienzos de este siglo, recordó, se hablaba del *peak oil*; o sea, de la finitud de los recursos de petróleo y gas natural. «Por entonces, la tasa de descubrimientos era más baja que el consumo y se creía que la producción del mundo iba a declinar inexorablemente. Esto repercutió en el precio internacional del barril, que superó los 140 dólares», evocó.
De la noche a la mañana, sin embargo, emergió el boom del *shale* y la humanidad se dio cuenta de que los hidrocarburos no iban a acabarse tan fácilmente. Por el contrario, indicó, el abastecimiento de los próximos años parece asegurado. «La transformación no fue gradual, sino abrupta y repentina. De la misma manera hay que pensar el futuro. El cambio climático es un problema gravísimo y el mundo está tratando de resolverlo. Los planes de mitigación aportarán el contexto para que la solución de fondo emerja abruptamente», explicó.
En ese marco, agregó, CGC está pensando en nuevas inversiones vinculadas con las fuentes renovables, el hidrogeno verde y el amoníaco verde. «La Argentina muestra una serie de condiciones interesantes para desarrollar estos rubros, como la existencia de yacimientos o cuencas con producción de petróleo y gas que pueden combinarse con generación renovable en zonas de bajo impacto y cercanas a puertos profundos», concluyó. ×

JAVIER RIELO, DIRECTOR PARA EL CONO SUR DE TOTAL ENERGIES

«VAMOS A SER UN ACTOR PRINCIPAL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE LA ARGENTINA»

TRAS VIVIR 10 AÑOS EN EL EXTERIOR, JAVIER RIELO VOLVIÓ AL PAÍS PARA CONDUCIR LOS DESTINOS DE TOTAL ENERGIES EN EL CONO SUR. LO HIZO CON EL CONVENCIMIENTO DE QUE EL MERCADO ARGENTINO TIENE MUCHO POR CRECER. DESDE SU ÓPTICA, HAY UNA ENORME POTENCIALIDAD POR EXPLOTAR NO SÓLO EN VACA MUERTA, SINO TAMBIÉN EN EL *OFFSHORE* Y EN EL SEGMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

EN >

FEDERALIZAR LA INDUSTRIA DE OIL & GAS, más allá de que los recursos no convencionales de la Cuenca Neuquina acaparen la mayor parte de la atención de los inversores, debería ser un objetivo central de las políticas energéticas de la Argentina. Así lo cree Javier Rielo, director para el Cono Sur de Total Energies, empresa que no sólo despliega sus actividades hidrocarburíferas en varios puntos del país y que fue precursora en el desarrollo del rubro *offshore*, sino que también se halla en pleno proceso de diversificación productiva para abarcar nuevas y múltiples formas de energía, a tono con los desafíos que plantean la sustentabilidad y la lucha contra el cambio climático.

"La Argentina no es solamente Vaca Muerta. Está claro que allí contamos con un potencial productivo gigantesco, pero también lo tenemos en el Mar Argentino, que todavía se encuentra muy poco explorado", sostuvo el ejecutivo, quien disertó en el Energy Day bajo la temática 'La visión de una major: ¿Cómo configurar una agenda de mediano plazo que ponga en valor los recursos energéticos del país?'.

A nivel local, recordó Rielo, Total desempeñó un rol pionero al comenzar a explorar costas afuera hace más de cuatro décadas, más precisamente en 1978. "Nuestras exploraciones en Tierra del Fuego fueron muy exitosas: hicimos muchos descubrimientos de petróleo y gas natural. Empezamos a producir en el año 1989 con dos plataformas en Hidra, mientras que en 2005 pusimos en producción otros dos yacimientos gasíferos (Carina y Aries), y en febrero de 2016 lanzamos Vega Pléyade. Con el paso del tiempo experimentamos un desarrollo paulatino e innegable, en función de la ampliación de las capacidades de transporte para llevar el recurso desde el sur de la Patagonia hasta los centros de consumo masivo de Buenos Aires", resaltó.

No obstante, indicó, es indudable que aún queda mucho por explorar en el ámbito *offshore*. "Los impactantes hallazgos realizados recientemente en la costa oeste de África, que todavía no terminamos de delinear, nos hacen pensar en las probabilidades de replicar un descubrimiento similar en la Argentina", aseguró.

Por supuesto, aclaró Rielo, detectar y poner en valor las hipotéticas riquezas *offshore* del país demandará millonarias inversiones de alto riesgo. "Nosotros pusimos, en su momento, muchas expectativas en las costas de Uruguay. Perforamos un pozo que no arrojó resultados positivos. Pero eso no debería desalentarnos. Después de todo, hasta no hace tanto tiempo las perspectivas de la Cuenca Neuquina eran muy desfavorables, sólo se pensaba en un declino irreversible. Y no hace falta explicar lo que hoy significa Vaca Muerta", comparó.

PROYECTO FUEGUINO

Total viene contribuyendo activamente con el reemplazo de reservas de gas natural en la Argentina a partir de su actividad *offshore* en la Cuenca Austral, con proyectos como Carina, Aries y Vega Pléyade. En estos momentos, igualmente, el foco de los esfuerzos de la empresa en Tierra del Fuego se encuentra puesto en el desarrollo de una nueva iniciativa gasífera llamada Fénix, la cual está tasada en más de u$s 700 millones.

A decir de Rielo, se trata de la sexta plataforma montada frente a las costas de Tierra del Fuego. "Pesa 4.000 toneladas (Tn), por lo que es similar a otras que tenemos instaladas en la zona. El proyecto contempla 35 kilómetros (km) de ductos submarinos para su conexión con Vega Pléyade, cuya producción está en declino. Esta complementariedad nos permitirá optimizar los costos operativos y justificar económicamente la operación", argumentó.

El objetivo inicial, detalló el directivo, es perforar tres pozos en la plataforma, a 1.000 metros de profundidad, que sumarán 2.500 metros de extensión total a partir de una entrada horizontal. "Lo que esperamos del yacimiento es producir aproximadamente 10 millones de metros cúbicos (m^3) por día. Este volumen representaría alrededor de un 8% de la producción del país. En términos monetarios, a un precio promedio de 10 dólares por millón de BTU, estaríamos hablando de una sustitución de importaciones cercana a los u$s 100 millones", cuantificó.

En ese sentido, acotó, los gobiernos han entendido perfectamente cuál es la verdadera importancia de la propuesta. "Tenemos un buen diálogo tanto con las autoridades de la provincia como con el Ministerio de Economía y la Secretaría de Energía de la Nación", reivindicó.

> "**Rielo:** LOS IMPACTANTES HALLAZGOS REALIZADOS RECIENTEMENTE EN LA COSTA OESTE DE ÁFRICA, QUE TODAVÍA NO TERMINAMOS DE DELINEAR, NOS HACEN PENSAR EN LAS PROBABILIDADES DE REPLICAR UN DESCUBRIMIENTO SIMILAR EN LA ARGENTINA.

EN PLENO AVANCE

La intención de Total, admitió Rielo, es poner en desarrollo el proyecto Fénix lo antes posible. "Nosotros preveíamos tenerlo en producción a principios de 2025. Gracias a nuestro esfuerzo y al trabajo realizado con los contratistas, podríamos adelantar ese plazo para fines de 2024", aseguró.

En su opinión, el contexto internacional luce bastante complicado, pero por ahora no impide ni dificulta el avance en la iniciativa. "Si no se producen eventos extraordinarios, vamos a cumplir nuestros planes y ampliar la oferta de gas convencional en el país", recalcó el conductor de Total Energies.

La particularidad que desde un principio presentó Fénix, reconoció, es que requirió de la inyección de enormes sumas de capital de forma acelerada. "A diferencia de lo que ocurre en Vaca Muerta, donde la producción de gas es progresiva y admite interrupciones, aquí una vez que se toma la decisión de producir hay que llegar inexorablemente al final. Desde un punto de vista estratégico, no tiene sentido detener el emprendimiento. Es cierto que podrían surgir imponderables, como nos sucedió con Carina, cuyos costos asociados nos hicieron retrasar unos años el desarrollo. Pero afortunadamente hemos podido lanzar Fénix y empezar a construir la plataforma sin problemas", destacó.

< EN

EN >

> EL PROYECTO FÉNIX CONTEMPLA 35 KM DE DUCTOS SUBMARINOS PARA SU CONEXIÓN CON VEGA PLÉYADE, CUYA PRODUCCIÓN ESTÁ EN DECLINO. ESTA COMPLEMENTARIEDAD NOS PERMITIRÁ OPTIMIZAR LOS COSTOS OPERATIVOS Y JUSTIFICAR ECONÓMICAMENTE LA OPERACIÓN.

ESCENARIO INTERNACIONAL

Europa está por afrontar un invierno sumamente duro, signado por el desabastecimiento energético y las restricciones al consumo. De acuerdo con Rielo, de todos modos, el panorama ya resultaba complejo antes de la guerra entre Rusia y Ucrania, dado que se observaba una creciente tensión entre la oferta internacional de gas natural licuado (GNL) y la demanda motorizada por China.

"En un contexto de precios al alza, los europeos están reemplazando alrededor de 40 millones de Tn anuales de gas ruso. No obstante, para prescindir completamente del recurso extraído en Rusia deberían llevar esa cifra a unos 100 millones de Tn. En la actualidad, mientras Europa se apoya cada vez más en el suministro de Estados Unidos, China sigue aumentando sus importaciones de energía, reposicionando al carbón y creando un nuevo equilibrio regional", describió.

Los norteamericanos, precisó, hace 10 años eran importadores netos de energía. Hoy, en cambio, se transformaron en los principales exportadores de gas natural y en uno de los mayores proveedores de petróleo del mundo gracias a la revolución del *shale*. "Obviamente, no habrían logrado esto sin disponer de la financiación de su mercado de capitales, que es el mayor del planeta", aseveró.

Lo cierto, resumió, es que el crecimiento de Estados Unidos en el negocio internacional del GNL funciona para la Argentina como un claro ejemplo a seguir. "Somos el segundo país con más recursos de *shale* a escala global. La potencialidad geológica está, pero igualmente tenemos mucho por hacer. El despegue siempre cuesta: hay que tomar buenas decisiones de cara a los próximos años", advirtió.

FIRMA MULTI-ENERGÍA

Consultado sobre el esquema que se terminó contractualizando con el nuevo Plan Gas.Ar, Rielo se mostró bastante optimista. "En líneas generales es positivo para empresas de capitales internacionales como la nuestra, ávidas de estabilidad en las reglas de juego. Saber cómo será el marco normativo local hasta el año 2028 definitivamente nos ayudará mucho", subrayó.

Es difícil, reconoció, establecer reglas que dejen conformes a todos los actores del sector. "Lo más importante será trabajar en conjunto para ver cómo podemos desarrollar las reservas existentes y planificar nuestras inversiones con la mayor previsibilidad posible", señaló.

Total Energies, remarcó, dejó de ser meramente una empresa petrolera para pasar a ser una empresa energética. "En mayo de 2021 hemos decidido no solamente cambiar nuestro logo, sino también modificar nuestro nombre y convertirnos en una compañía multi-energía. Tenemos la ambición de ser neutros en emisiones de carbono para el año 2050, con un *mix* energético que incluirá un 50% de electricidad verde generada a partir de fuentes renovables, un 25% de otras fuentes sostenibles como la biomasa y el hidrógeno, y un 25% restante de origen fósil que se basará fundamentalmente en el gas natural", especificó.

La firma, anticipó, será un actor principal en la transición energética que experimente la Argentina en las décadas venideras. "Tenemos tres proyectos de generación energética limpia que ya están produciendo: dos parques eólicos y un complejo solar de 180 megawatts (Mw). Asimismo, estamos tratando de cerrar otros dos emprendimientos sostenibles", reveló.

El país, sintetizó, dispone de las riquezas de Vaca Muerta y puede ilusionarse con la promesa del *offshore*, pero también fue bendecido con los mejores vientos del mundo y un nivel de radiación solar extremadamente bueno. "A esas ventajas competitivas próximamente podríamos añadirles desarrollo en materia de almacenamiento de electricidad. Hay grandes oportunidades a aprovechar en distintos segmentos, en suma, para aportarle valor a la sociedad argentina", completó. ×

Líderes en la generación de energía renovable en solo 10 años de actividad.
Eficientes en activar nuestro propósito nativo: generar más y mejor energía.
Porque fuimos primeros en instalar un parque eólico a gran escala en Argentina, en Rawson; primeros en celebrar un contrato de suministro de largo plazo entre privados; primeros en inaugurar un centro renovable en el marco de Venta a Privados y Grandes Usuarios, Rawson III; primeros en comercializar Certificados de Reducción de Emisiones.
A lo largo y ancho del país, nuestra gente llevó a cabo 18 proyectos renovables muchos de los cuales fueron entregados antes de tiempo.
Cumplimos 10 años de apertura y seguimos transformando el mundo.

10 AÑOS Genneia
Iniciamos el camino. Hoy, lo lideramos

RICARDO MARKOUS, CEO DE TECPETROL

«FORTÍN DE PIEDRA NO AMPLIARÁ SU PRODUCCIÓN SIN UN GRAN PROYECTO DE GNL»

EL PRINCIPAL BLOQUE DE TECPETROL EN VACA MUERTA PRODUCE ACTUALMENTE UNOS 20 MILLONES DE METROS CÚBICOS DIARIOS. PARA QUE ESE VOLUMEN SE DUPLIQUE, ANTICIPÓ EL CEO DE LA FIRMA, RICARDO MARKOUS, HACE FALTA QUE EL PAÍS APUESTE FUERTE POR LA LICUEFACCIÓN. Y ESO SÓLO SERÁ POSIBLE, A SU ENTENDER, CON UNA NUEVA LEY LOCAL Y UN ACUERDO MARCO INTERNACIONAL.

“

Markous: CONSIDERAMOS QUE PRODUCIR 20 MILLONES DE M³ POR DÍA DE GAS ES UN APORTE ACEPTABLE PARA EL PAÍS. NO QUEREMOS SATURAR EL MERCADO. VAMOS A IR HACIA EL PETRÓLEO, DONDE NO HAY UN PROBLEMA DE DEMANDA.

“

LA ARGENTINA TIENE QUE DESARROLLAR CUANTO ANTES UN RECURSO DE CLASE MUNDIAL COMO EL DE VACA MUERTA. EL MOMENTO ES AHORA: ESPERAR A ESTABILIZAR LA MACRO SIGNIFICARÍA DEJAR PASAR UNA VENTANA DE OPORTUNIDAD ÚNICA.

TECPETROL PRODUCE ALREDEDOR DE 20 MILLONES DE METROS CÚBICOS (m³) diarios de gas natural en su proyecto insignia en Vaca Muerta: Fortín de Piedra. Según su CEO, ese nivel de producción permanecerá relativamente estable hasta que se active un gran proyecto de gas natural licuado (GNL) en el país.
«En el caso del petróleo, tenemos previsto crecer un poco el año que viene, aunque no demasiado. Saldrá más gas húmedo de Fortín de Piedra y aumentará marginalmente la oferta en El Tordillo, donde estamos perforando con dos taladros», precisó Ricardo Markous, en diálogo con *Revista TRAMA*.
El verdadero salto productivo en ese segmento, anticipó, la empresa recién lo dará en 2025, cuando ponga en marcha Puesto Parada, donde sumará un nivel de 15.000 barriles, en una primera instancia, y de 30.000 barriles, posteriormente. «Con Los Toldos II, en tanto, añadiremos otros 15.000 barriles», apuntó.
Obviamente, aclaró, Tecpetrol no está jugando en Vaca Muerta en soledad, sino que hay otras compañías que vienen trabajando muy bien. «Teniendo en cuenta el desarrollo de varias áreas (como Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste, La Calera o Rincón del Mangrullo), consideramos que 20 millones de m³ por día de gas es un aporte aceptable. No queremos saturar el mercado. Vamos a ir hacia el petróleo, donde no hay un problema de demanda», proyectó.
Desde su perspectiva, los cuellos de botella de los oleoductos locales van a terminar resolviéndose de una forma u otra. «Nuestra mayor apuesta será por el crudo hasta tanto se active el GNL. Cuando eso ocurra podremos tener un Fortín de Piedra de 40 millones de m³ diarios. Por lo pronto, vamos a sumarnos al Plan Gas.Ar de manera marginal. Estamos evaluando la situación, pero no se trataría de un volumen importante», reconoció.
Sería muy positivo para el sector, en su opinión, que se modificara el Decreto 277/22, el cual contempla el acceso a las divisas a partir de un 20% de exportación incremental. «Habría que elevar a un 50% ese porcentaje. De lo contrario sólo se propicia un desarrollo con el flujo de fondos que se reinvierte», cuestionó.
Adicionalmente, expuso, hay que resolver el precio del recurso para el mercado local. «La Argentina no puede estar exportando a un valor de 55 ó 60 dólares, cuando la cotización interna está arriba de los u$s 90. Habría que igualar el precio interno y el de exportación. Mientras tanto, podría compensarse la diferencia por medio de alguna retención marginal. Y para esto haría falta una ley», sostuvo.

OPORTUNIDAD ÚNICA

Si la macroeconomía argentina debe ordenarse para permitir el despegue de Vaca Muerta o si, por el contrario, debe ser la formación no convencional de la Cuenca Neuquina la que ayude a resolver los problemas macroeconómicos del país, es un dilema recurrente en la agenda temática de la industria. Así lo cree Markous, quien prefiere inclinarse por la segunda opción. «Vaca Muerta es una oportunidad extraordinaria, sobre todo en este nuevo escenario internacional donde la seguridad energética ha pasado a ser una máxima prioridad. En ese sentido, la Argentina tiene que desarrollar cuanto antes el recurso de clase mundial con el que cuenta. El momento es ahora: esperar a estabilizar la macro significaría dejar pasar una ventana de oportunidad única», manifestó el ejecutivo al disertar en el espacio ‘¿Cuál es el impacto real que puede tener Vaca Muerta en la economía argentina?’, en el marco del *Energy Day*.
Afortunadamente, indicó, hay consenso político para seguir avanzando con el desarrollo a gran escala de Vaca Muerta. «Tanto el gobierno como la oposición concuerdan en esto. Puede decirse, en definitiva, que Vaca Muerta cierra la grieta», sentenció.
Para que el país se convierta en un *player* relevante en el negocio global del GNL, expresó, harán falta fijar condiciones de estabilidad fiscal y un mejoramiento en el tema impositivo. «Se necesita una ley y una acuerdo marco entre naciones orientado a proteger las inversiones, contribuir con la baja del riesgo país y asegurar financiamiento a tasas razonables para repagar con el gas que se exporte. Hay que considerar que en el futuro los precios no van a rondar los u$s 30 por millón de BTU como hoy, sino que seguramente se estabilizarán en torno a los u$s 8 ó u$s 9 por millón de BTU. La Argentina deberá ser competitiva en ese rango», cuantificó.
A su criterio, las medidas propuestas darán previsibilidad, lo que será un necesario paso previo para la construcción de nueva infraestructura de transporte, uno de los mayores desafíos a sortear en pos de fortalecer las exportaciones. «Nuestras reservas gasíferas superan los 300 trillones de pies cúbicos (TCF), mientras que nuestro consumo es de apenas 2 TCF anuales. Tenemos, por lo tanto, suficiente gas para los próximos 150 años. Hay que acelerar los tiempos para no desaprovechar esta chance», destacó.
La nueva ley que pide Markous debe apuntar fundamentalmente a nivelar la competitividad con Estados Unidos desde la carga impositiva. «Tenemos que llegar a un precio de exportación de gas parecido. Los norteamericanos presentan una roca similar a la nuestra (diría, incluso, que nosotros vemos mejores productividades), pero cuentan con una ventaja geográfica a la hora de exportar, ya que la Argentina debe llevar el gas desde Neuquén hasta el Atlántico. No obstante, el gran reto para nuestro país pasa por el costo del capital y la carga impositiva», argumentó.

PASOS A SEGUIR

En el mercado local del gas natural, señaló Markous, el mayor problema no tiene que ver con la oferta, sino con la demanda. «Lo

> ESTAMOS FOCALIZADOS EN LA MINIMIZACIÓN DE EMISIONES DE CARBONO DENTRO DE LA EXPLOTACIÓN. VENIMOS ANALIZANDO LA POSIBILIDAD DE PASAR TANTO EQUIPOS DE PERFORACIÓN COMO DE FRACTURA A GAS NATURAL O ELECTRICIDAD.

primero que hay que hacer es sustituir la importación de GNL y de gasoil. En segunda instancia, el objetivo debe ser reconectarnos con el mercado regional y volver a exportar a los países vecinos (para lo cual hará falta el segundo tramo del Gasoducto Néstor Kirchner). En tercer lugar, en tanto, tenemos que reemplazar la declinante producción de Bolivia. Y recién a partir de entonces se puede intervenir en el mercado internacional de GNL», enumeró.
Ahora bien, admitió el ejecutivo, la región tampoco constituye un mercado de proporciones demasiado grandes, ya que sólo demanda entre 16 y 20 millones de m³ diarios. «En Fortín de Piedra tenemos que invertir u$s 500 millones por año para mantener la actual producción de 20 millones de m³ por día. Por eso, antes de planificar una expansión que no esté acorde con el contexto regional, pensamos en diversificarnos hacia el petróleo», puntualizó.
En esa dirección, anticipó, Tecpetrol se encuentra por firmar la concesión de explotación no convencional del bloque Puesto Parada. «Se trata de un proyecto que inicialmente estará en el orden de los 15.000 barriles. Eventualmente llevaremos esa cifra a 30.000 barriles. En este momento estamos trabajando con tres equipos de perforación en Fortín, de los cuales uno pasó por Puesto Parada. Contamos con un set de fractura y vamos a incorporar otro, pese a las limitaciones del mercado argentino. Y después tenemos Los Toldos II», remarcó.

PROYECTOS VERDES

La transición energética y la lucha contra el cambio climático no son ejes temáticos que pasen desapercibidos para Tecpetrol. De acuerdo con Markous, la empresa se encuentra focalizada en la minimización de emisiones de carbono dentro de la explotación. «Estamos analizando la posibilidad de pasar tanto equipos de perforación como de fractura a gas natural o electricidad», resaltó.
En conjunto con las demás compañías del Grupo Techint, aseveró, Tecpetrol también viene participando en ambiciosos proyectos renovables, sobre todo en relación con la energía eólica y el secuestro o almacenamiento de carbono. «Asimismo, creamos un fondo destinado a startups tecnológicas que esperamos que rindan sus frutos para avanzar en los ámbitos del litio, el hidrógeno y la geotermia», especificó.
Casi todas estas inversiones en marcha, indicó, tienen lugar en Estados Unidos, aunque algunas se despliegan en Europa. «Eso no significa, sin embargo, que no puedan dar un salto para complementarse con nuestra industria siderúrgica o hidrocarburífera», aclaró.
No hay dudas, reflexionó, que puede tenderse un puente entre los proyectos de gas de Vaca Muerta y las iniciativas de hidrógeno verde en la Argentina. «Eso tiene sentido por la cantidad de recursos y condiciones favorables que presenta el medio local», afirmó.
A lo largo de 2022, se lamentó, el país importó energía por alrededor de u$s 13.000 millones y la balanza comercial sectorial terminará mostrando un déficit cercano a los u$s 5.000 millones. «Con muy poco esa ecuación podría revertirse en el corto o mediano plazo. Para el año 2030, de hecho, vislumbramos un saldo positivo de u$s 17.000 millones», estimó.
A su criterio, está clara la agenda de transición energética que hay que transmitirle a las nuevas generaciones. «Pero lo principal es que necesitamos incentivos para promover el desarrollo hidrocarburífero, lo que ayudará a estabilizar la macroeconomía. Y una vez que eso ocurra, las obras de infraestructura que el país requiere seguramente van a poder hacerse», recalcó. ×

HORACIO TURRI, DIRECTOR DE EXPLORACIÓN
Y PRODUCCIÓNDE PAMPA ENERGÍA

«LA ARGENTINA PASÓ A SER UN PAÍS PETROLERO Y TENEMOS QUE PENSARNOS COMO TAL»

LAS OPORTUNIDADES QUE BRINDA LA CUENCA NEUQUINA MARCAN UN ANTES Y UN DESPUÉS PARA LA CONSIDERACIÓN DE LA ARGENTINA EN EL MERCADO HIDROCARBURÍFERO MUNDIAL. DE ACUERDO CON EL DIRECTOR DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PAMPA ENERGÍA, HORACIO TURRI, VACA MUERTA CAMBIÓ EL PARADIGMA DE UN PAÍS CON PETRÓLEO QUE PASÓ A SER PETROLERO.

LA ARGENTINA ESTÁ EN CONDICIONES de ser un proveedor de gas natural a escala global. Como uno de los principales oradores del Energy Day, el director de Exploración y Producción de Pampa Energía, Horacio Turri, analizó esa posibilidad en función del desarrollo masivo de las riquezas de Vaca Muerta. "Contamos con la segunda reserva de gas no convencional más grande del mundo. Por eso no tiene ningún sentido restringir exportaciones de un recurso que abunda", cuestionó.

Consultado acerca de la licitación que apunta a cubrir los 11 millones de metros cúbicos (m³) por día que harán falta para llenar el Gasoducto Néstor Kirchner (GNK), el ejecutivo resaltó la importancia de sustituir importaciones de gasoil y gas natural licuado (GNL), en primer lugar, y de reemplazar la declinante producción de Bolivia, en segundo término. "La industria está preparada para subir ese primer escalón de los 11 millones de m³ a partir de julio del año que viene, a los que se les sumarían otros 3 millones a partir de enero y 7 millones más desde el invierno de 2024. Los primeros 14 millones de m³ creo que son alcanzables", estimó.

En esa sintonía, Turri diferenció el proceso a llevar a cabo para lo que es la demanda de gas en invierno en contraposición con el resto de la temporada. "Lo que vemos a través de Transportadora de Gas del Sur (TGS) es que ese fluido debe ser adaptado para estar en condiciones de inyección a los asuntos troncales. El proceso de llevar una molécula de gas durante casi cinco meses de invierno al mercado es sumamente complejo y requiere de mucha coordinación en términos de inversión", aseguró.

Según sus palabras, esta metodología contempla los gasoductos, las plantas de acondicionamiento y tratamiento de gas, la captación en yacimientos, y la perforación y completación de los pozos necesarios para ayudar cubrir la provisión durante el periodo invernal. "La lógica indica que lo que viene es la segunda etapa del gasoducto troncal, el cual permitiría llevar la oferta de invierno a cerca de los 40 millones de m³ para 2028. De esta manera, prácticamente se podrían reemplazar todas las importaciones del invierno, más allá de algunos picos puntuales que habrá que atender con barcos o con combustibles líquidos", pronosticó.

Con respecto a los flujos económicos necesarios para el financiamiento de estos planes, precisó que TGS tiene dos negocios claros y distintos: el regulado, que es el de transporte, y el que tiene que ver con la separación de líquidos. "Todo lo vinculado con las plantas de acondicionamiento de gas con terceros, incluyendo productores, es un negocio desregulado. Es decir, que no impacta en la tarifa. Esto un negocio entre privados que llevarán adelante eventualmente los productores que necesiten acondicionar ese gas y TGS", explicó.

PROYECTOS PRODUCTIVOS

TGS culminó en 2019 la planta de acondicionamiento en Tratayen, en Neuquén, obra que le permitió captar el gas no convencional de la Cuenca Neuquina e inyectar a los gasoductos troncales de transporte para abastecer a todas las regiones del país. Acerca de este emprendimiento, Turri adelantó que se está pensando en su expansión para llevarlo a cerca de 25 ó 27 millones m³ por día desde los 13 ó 14 millones de la actualidad. "Esos son negocios que se han hecho fundamentalmente con privados, con financiamiento de los accionistas. En algunos casos pueden ser financiados por el propio cliente, con un prepago de la inversión. Es una modalidad bastante común", aclaró.

El directivo también se refirió a la iniciativa que lleva adelante TGS para la construcción de una planta de licuefacción en Bahía Blanca, con miras a favorecer la exportación del recurso. "Las plantas de licuefacción de gas son proyectos a largo plazo que implican un enorme capital intensivo. Desde el punto de vista técnico, por supuesto que es posible materializarlos. El punto es si la decisión de inversión resulta conveniente o no", advirtió.

Por estos días se está avanzando, reveló, en el análisis técnico de una planta modular a instalarse en el puerto de Bahía Blanca. "El primer módulo estaría en el orden de los 4 millones de m³ por día. Eventualmente, el proyecto seguiría creciendo en módulos de 4 u 8 millones, dependiendo de cómo evolucione el gas y la regulación", anticipó.

En ese negocio, comentó, conviene dar los primeros pasos con cierta cautela. "Es más prudente iniciar ese camino con un crecimiento modular. Hay que considerar que este tipo de plantas prevén desembolsos del orden de los 1.000 millones de dólares, aparte de las inversiones satelitales. Sus niveles de producción son relativamente fáciles de colocar en el mercado y permiten aprender a conducirse en la senda del GNL, que obviamente representa una industria por descubrir", argumentó.

OBJETIVO EXPORTADOR

A decir de Turri, el GNL configura un nuevo paradigma que torna necesaria una ley de exportación para que los inversores tengan la certeza de que una vez que la planta esté construida, con toda la infraestructura asociada a su uso, no se va a generar ningún tipo de restricción. "El gobierno está avanzando positivamente en ese sentido. Una herramienta clave para que ello ocurra es el Plan Gas.Ar", definió.

Si la demanda argentina se mantiene abastecida por los próximos cinco años y eso logra una recurrencia en el tiempo, apuntó, no habría ningún motivo para no poder exportar. "Insisto: Vaca Muerta es la segunda reserva de gas no convencional más grande

"**Turri:** LA INDUSTRIA ESTÁ PREPARADA PARA SUBIR EL PRIMER ESCALÓN DE LOS 11 MILLONES DE M³ A PARTIR DE JULIO DEL AÑO QUE VIENE, A LOS QUE SE LES SUMARÍAN OTROS 3 MILLONES A PARTIR DE ENERO Y 7 MILLONES MÁS DESDE EL INVIERNO DE 2024.

del mundo. No tiene sentido restringir exportaciones de un recurso que abunda", enfatizó.
La formación de la Cuenca Neuquina, resaltó, hoy no es lo que era 10 años atrás. "Hace una década resultaba absolutamente inimaginable contar con 300 trillones de pies cúbicos (TCF) en reservas. Estamos hablando de una magnitud totalmente distinta a lo que es la realidad de Argentina en términos de consumo interno", manifestó.
En cuanto a la capacidad de exportación, expuso que hoy la Argentina se halla básicamente restringida por problemas de infraestructura. "Dos grandes limitaciones que tenemos actualmente para poder exportar son la financiación del gasoducto troncal, por un lado, y la expansión de Oldelval, por otro. Las empresas se ven restringidas en su capacidad de exportación porque no tienen cómo llevar el petróleo", afirmó.
Más allá de esto, detalló, Pampa Energía viene creciendo muy fuertemente en materia productiva. "En el año 2017 logramos extraer 7 millones de m³ por día en los picos invernales. Hoy estamos cerca de los 11 millones de m³ diarios. Hemos tenido, por lo tanto, una expansión sustancial", reivindicó.
La empresa, confirmó, participará activamente de la próxima ronda del Plan Gas.Ar. "Queremos tener participación en lo que es el *market share* de lo que viene. Veo a Pampa compitiendo e interviniendo en el segmento como un actor importante", subrayó.

> "LAS PLANTAS DE LICUEFACCIÓN DE GAS SON PROYECTOS A LARGO PLAZO QUE IMPLICAN UN ENORME CAPITAL INTENSIVO. DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO, POR SUPUESTO QUE ES POSIBLE MATERIALIZARLOS. EL PUNTO ES SI LA DECISIÓN DE INVERSIÓN RESULTA CONVENIENTE O NO.

HORIZONTE PETROLERO

La situación económica actual y las posibilidades de desarrollo de la industria local de Oil & Gas son temas de reflexión permanente para el ejecutivo de Pampa Energía. "Siempre se dijo que la Argentina era un país con petróleo, pero no petrolero. Vaca Muerta llegó para cambiar ese paradigma. Y si pasamos a ser un país petrolero, entonces tenemos que empezar a pensarnos como tal", expresó.
A su criterio, el petróleo y el gas natural probablemente sean los factores que permitan ordenar los números deficitarios de la macroeconomía argentina. "Estoy seguro de que la puesta en valor a gran escala de los recursos de Vaca Muerta se convertirá en una enorme fuente de divisas para nuestras arcas", vaticinó.
A modo de conclusión, Turri consideró que gracias a los recursos no convencionales la Argentina es un actor de alcance mundial en potencia. "Tenemos que avanzar decididamente en su exploración masiva. Me parece que ese es el pilar fundamental de un futuro mejor", proyectó. ×

DIAGNÓSTICO DE EXXON, SHELL Y VISTA

LAS PETROLERAS ATAN SUS PLANES DE CRECIMIENTO A LAS OBRAS DE INFRAESTRUCTURA

AUNQUE LA COYUNTURA FAVORECE UNA AMPLIACIÓN EN LA OFERTA DE CRUDO DE VACA MUERTA, EXXON, SHELL Y VISTA DEBIERON MODERAR SUS EXPECTATIVAS PARA EL CORTO PLAZO. DIRECTIVOS DE LAS TRES OPERADORAS RECONOCIERON ESTAR A LA ESPERA DE UNA MAYOR CAPACIDAD DE TRANSPORTE PARA ELEVAR SIGNIFICATIVAMENTE SUS INVERSIONES PRODUCTIVAS.

EL HECHO DE QUE EXXONMOBIL Y SHELL estén presentes en la Argentina desde hace más de un siglo, mientras que Vista todavía no haya cumplido sus primeros cinco años de vida, no marca grandes diferencias a la hora de analizar el actual escenario petrolero y determinar los pasos a seguir en la próxima temporada. Las tres empresas, de hecho, coinciden en la necesidad de moderar sus expectativas de crecimiento productivo frente a la saturación de la capacidad de transporte disponible en Vaca Muerta.

Entrevistado por Revista TRAMA, Juan Garoby, co-fundador y COO de Vista, reveló que la firma mantendrá sus actuales niveles de inversión (cercanos a los 500 millones de dólares anuales) durante 2023. "Prevemos un crecimiento productivo de alrededor de un 20%, lo que nos permitirá seguir compitiendo con Shell por el segundo puesto como productores de crudo no convencional en Vaca Muerta (ya ocupamos ese lugar en cuanto a la oferta petrolera total en la Cuenca Neuquina). Lamentablemente no podemos crecer mucho más por el conocido problema de evacuación, ya que los oleoductos existentes están trabajando al tope de su capacidad operativa", remarcó.

Hay que entender, según precisó el directivo, que Oldelval constituye un puente transitorio hacia la solución definitiva de la problemática del transporte a nivel nacional. "De hecho, nos permitirá a todas las petroleras crecer en términos de producción hasta 2026. Es una buena noticia, igualmente, que estemos previendo expandirnos por sobre las cifras de Oldelval. En nuestro caso particular, necesitamos entre un 8% y un 10% de su capacidad incremental", especificó.

Afortunadamente, apuntó, está en carpeta Vaca Muerta Sur, que es un proyecto de evacuación bastante mayor, ya que contempla un puerto de aguas profundas para llegar con barcos de mayor capacidad a los mercados asiáticos. "Cuando ingresamos al negocio de los recursos no convencionales, le compramos activos a Pampa Energía por cerca de u$s 800 millones. Adicionalmente, desde entonces llevamos invertidos más de u$s 2.000 millones en pozos. Y confiamos en que se realicen las obras que nos permitan seguir creciendo", manifestó.

> "
>
> **Garoby:** EN VISTA PREVEMOS UN CRECIMIENTO PRODUCTIVO DE ALREDEDOR DE UN 20%, LO QUE NOS PERMITIRÁ SEGUIR COMPITIENDO CON SHELL POR EL SEGUNDO PUESTO COMO PRODUCTORES DE CRUDO NO CONVENCIONAL EN VACA MUERTA.

NOTICIA POSITIVA

En la misma sintonía se expresó Ricardo Rodríguez, presidente de Shell Argentina, ante la consulta de este medio. "No es un secreto para nadie nuestra intención de duplicar la cantidad de crudo que se evacúa de la Cuenca Neuquina a partir de las obras que se proyectan. Hubo muchísimo más apetito del que esperábamos por parte de las compañías, lo cual es una noticia positiva. Esto nos hace pensar en una mayor ampliación de la prevista", se ilusionó.

De todos modos, reconoció, habrá que lidiar con algunas complicaciones indeseables en el corto plazo. "Cualquier obra de infraestructura no estará lista hasta fines de 2024 o principios de 2025. La única posibilidad de aumentar la producción en 2023 y 2024 es la reactivación del caño del Oleoducto Trasandino (OTASA) que va a Chile, el cual se encuentra en pleno proceso de pruebas técnicas", puntualizó.

Para el largo plazo, acotó, es posible ser mucho más optimistas a partir de las labores de Oldelval y de otros proyectos de expansión. "Este panorama resulta muy favorable para Vaca Muerta, ya que expone el interés que existe por fortalecer la producción y envía una señal positiva a toda la industria", completó.

A LARGO PLAZO

En su rol de Country Manager de ExxonMobil, Daniel De Nigris prefirió mirar más allá de lo urgente, al reflexionar sobre la necesidad de reforzar el apoyo a las exportaciones a través de un nuevo marco regulatorio. "Hay una firme oportunidad de generar un marco que respalde de manera permanente y a largo plazo los despachos de petróleo de la Argentina. Esto uno lo ve en función de poder desarrollar relaciones comerciales sostenidas en el tiempo con los compradores, a fin de tener una mejor recepción del producto en el mundo. Esta previsibilidad también permite mejorar la rentabilidad del barril y generar una relación comercial", argumentó.

A partir de lo conversado con distintos actores políticos y del mercado, expuso, resulta sumamente necesaria una nueva regulación que permita la estabilidad fiscal e impositiva para la actividad. "Una exportación permanente fomenta que el crudo que se está desarrollando en Vaca Muerta empiece a tener conocimiento y estabilidad de suplido, tal como requieren los complejos de refinerías en su rol de posibles compradores. Que ese recurso pueda pasar a ser parte previsible integral del conjunto de crudos que alimentan a distintas refinerías le permitirá a la industria acceder a mejores precios, porque la calidad va a ser estable. Así, en definitiva, se va a saber exactamente cuál es el porcentaje que va como componente de suplido a cada refinería, y se obtendrán las condiciones que tienen los crudos históricos que se venden en el mercado", aseveró.

PROYECTOS EN MARCHA

Al participar del panel 'Petróleo: ¿Cuánto puede crecer la producción local en este ciclo de precios altos?', celebrado en el marco del Energy Day, De Nigris resaltó positivamente las actividades que la empresa está desempeñando dentro de siete bloques de Vaca Muerta. "Cuatro de ellos ya se encuentran en etapa de piloto y desarrollo. Nuestros mayores esfuerzos están concentrados en Bajo del Choique, donde venimos consiguiendo auspiciosos resultados. También tenemos un Centro de Servicios dotado de casi 3.000 empleados", cuantificó.

De acuerdo con Garoby, con esfuerzo Vista logró posicionarse

> **Rodríguez:** CUALQUIER OBRA DE INFRAESTRUCTURA NO ESTARÁ LISTA HASTA FINES DE 2024 O PRINCIPIOS DE 2025. LA ÚNICA POSIBILIDAD DE AUMENTAR LA PRODUCCIÓN EN 2023 Y 2024 ES LA REACTIVACIÓN DEL CAÑO DE OTASA QUE VA A CHILE.

entre las principales operadoras a escala nacional. “Esto fue posible gracias a la consolidación del desarrollo en Bajada del Palo Oeste, área que suma más de 50 pozos en producción, y a la incorporación de la operación de Aguada Federal y Bandurria Norte. También lanzamos un programa piloto en Bajada del Palo Este y Águila Mora. Acabamos de empezar a operar nuestra planta de arena. Y ya pusimos en marcha un plan para ser net-zero en 2026”, añadió.
Rodríguez, por su parte, señaló que Shell dispone de siete bloques en Vaca Muerta, de los cuales opera cuatro. “Después de YPF, somos el segundo productor en la formación, con 45.000 barriles de crudo por día. Contamos con dos plantas: una de 45.000 barriles de capacidad (que ya se encuentra en funcionamiento) y otra de 15.000 (que estará lista a fines del año que viene)”, precisó el ejecutivo, quien también resaltó la próxima inauguración de un oleoducto de 120.000 barriles que unirá la localidad Allen, en Río Negro, con Sierras Blancas, en Vaca Muerta.

COMPROMISO LOCAL

En palabras de De Nigris, resulta muy difícil determinar si el actual rango de precios del petróleo en el mercado internacional es adecuado para el desenvolvimiento sectorial en el país. “Por eso en Exxon tratamos de desarrollar proyectos robustos y resilientes frente a cualquier escenario externo. Más allá de las oportunidades que surgen con las cotizaciones vigentes, este negocio debe mirarse a largo plazo”, aseguró.
Un 98% de la producción y de los ingresos de Vista, tal como cuantificó Garoby, proceden del mercado doméstico. “Si bien tenemos algunos activos en México, dependemos fuertemente de los vaivenes de la Argentina. Por eso consideramos clave el acceso a divisas para pagar dividendos y mantener el apoyo de nuestros inversores”, advirtió.
El compromiso local por el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales de Vaca Muerta, sostuvo Rodríguez, queda claramente evidenciado en los más de u$s 2.000 millones invertidos por Shell hasta el momento. “Esas inversiones están cerca de comenzar a generarle retornos a nuestros accionistas, lo cual enviará una importante señal de confianza al mercado”, anticipó.

ACUERDO GENERAL

Desde hace un tiempo se observa un acuerdo marco entre las operadoras, los contratistas y los gremios que pertenecen al ecosistema de Vaca Muerta. Así lo resaltó Garoby, quien valoró los esfuerzos realizados por todos los actores involucrados en la cadena sectorial, sobre todo a partir de la salida de la pandemia. “Con un dólar oficial relativamente ‘planchado’, hoy Vaca Muerta está padeciendo inflación en esa divisa, lo que dio lugar a un aumento real de todos los costos, en especial de la mano de obra. Esto impactó negativamente en la competitividad de la actividad y nos obligó a revisar ciertas pautas de trabajo. De cara al futuro inmediato, resta generar las condiciones para que se libere al menos una parte de las divisas que se obtienen por las exportaciones”, comentó.
No hay dudas, acotó Rodríguez, que la Argentina está comenzando a concebir a Vaca Muerta como un ‘proyecto país’. “El éxito que vienen consiguiendo los proyectos en marcha está por encima de todas las estimaciones previas. El recurso es mucho más rico y

— Ricardo Rodríguez

> **De Nigris:** A PARTIR DE LO CONVERSADO CON DISTINTOS ACTORES POLÍTICOS Y DEL MERCADO, RESULTA NECESARIA UNA REGULACIÓN QUE PERMITA LA ESTABILIDAD FISCAL E IMPOSITIVA PARA LAS EXPORTACIONES DE CRUDO DE VACA MUERTA.

productivo de lo que se pensaba. Las conversaciones para seguir expandiendo el potencial y aprovechando las oportunidades de crecimiento apenas están empezando, pero veo buena voluntad en todos los actores", comentó.
A su entender, políticos, empresarios y trabajadores están transitando juntos el mismo camino. "La pregunta ya no es si vamos a desarrollar Vaca Muerta, sino hasta qué nivel lo haremos. Y eso dependerá de la competitividad a la que lleguemos", resumió.

AGENDA AMBIENTAL

Exxon viene trabajando duro en la agenda ambiental desde hace mucho tiempo. Recientemente, el grupo lanzó una nueva empresa orientada a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), cuyo capital inicial será de u$s 15.000 millones. Para De Nigris, estas inversiones internacionales demuestran lo comprometida que está la corporación con la denominada transición energética. "Estamos pensando en replicar algunas de estas iniciativas y propuestas en la Argentina. Vamos a centrarnos principalmente en la disminución de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en nuestros complejos industriales de actividades intensivas. Nos interesan especialmente las nuevas tecnologías de captura y almacenamiento de carbono", particularizó.
A nivel global, agregó, Exxon eligió aprovechar sus capacidades históricas y puso el foco en la producción de hidrógeno. "Sabemos que, desde hace un tiempo considerable, las fuentes renovables están exhibiendo un creciente protagonismo en la matriz energética mundial. No obstante, también tenemos perfectamente claro que hasta el año 2050 seguirá habiendo una prevalencia del petróleo y el gas natural. Por eso mismo considero que hay que poner énfasis en mejorar las prácticas en la actividad industrial y el transporte comercial", sintetizó.

MENOS EMISIONES

Para graficar su nivel de compromiso con el cuidado del planeta, puede decirse que Shell viene de incorporar a referentes del ambientalismo a su directorio internacional. De acuerdo con Rodríguez, la intención corporativa es disminuir en un 50% las emisiones de alcance 1 y 2 para el año 2030, y llegar a las cero emisiones para 2050. "Esta ambiciosa meta incluye tanto la energía que producimos como la que emiten nuestros consumidores", aclaró.
La compañía, sostuvo, viene registrando importantes progresos a nivel local. "En la Argentina electrificamos nuestra planta de producción principal, Sierras Blancas, y estamos pensando en hacer lo mismo en Bajada, sin mencionar otros planes. Asimismo, hacia el año 2030 seremos parte activa de la solución para promover un significativo recorte global de emisiones", avisó.
Garoby, finalmente, destacó la potencialidad del país para contribuir con la transición energética de la mano de Vaca Muerta. "La formación de la Cuenca Neuquina es la gran oportunidad que tiene la Argentina para lograr la soberanía en el plano de la energía, abrirse definitivamente al mundo y, al mismo tiempo, contribuir de manera firme con el cuidado ambiental. Estamos hablando de una plataforma de crecimiento que puede ser igual o más grande que la del obra, y que se puede complementar perfectamente con el desarrollo de las fuentes renovables", concluyó. ×

Daniel De Nigris

Juan José Aranguren

JUAN JOSÉ ARANGUREN, EX MINISTRO DE ENERGÍA DE CAMBIEMOS

«EL DE BERNAL ES UN ACCIONAR PROPIO DE UN MERCENARIO»

EL EX FUNCIONARIO DE MAURICIO MACRI EXPUSO SUS CRÍTICAS CONTRA LA SEGMENTACIÓN TARIFARIA QUE IMPULSA EL GOBIERNO DE ALBERTO FERNÁNDEZ, ANALIZÓ LAS POSIBILIDADES DE DESARROLLO DE VACA MUERTA Y EMBISTIÓ CON DUREZA CONTRA EL SUBSECRETARIO DE HIDROCARBUROS, FEDERICO BERNAL, A QUIEN ACUSA DE ESTAR HACIENDO LO MISMO QUE CRITICABA CUANDO ERA OPOSICIÓN.

Por Fernando Krakowiak

EN >

“

Aranguren:
TODO EL MUNDO TIENE QUE PAGAR LO MISMO POR LA ENERGÍA PORQUE CUANDO SE PAGAN PRECIOS DISTINTOS APARECEN LAS DISTORSIONES Y LOS VIVOS.

FUE EL ENCARGADO de llevar adelante la quita de subsidios a la energía durante los primeros dos años del gobierno de Mauricio Macri y quedó marcado por aquella gestión. El kirchnerismo cuestionó la fuerte suba de tarifas y lo eligió como blanco predilecto, mientras que el macrismo primero le encargó el trabajo sucio y luego lo desplazó del cargo, tomando distancia de su figura. Pese a ello, el ex ministro de Energía, Juan José Aranguren, no se retiró de la escena pública y cada vez que puede vuelve a insistir con la necesidad de que las tarifas de luz y gas reflejen los costos de la energía. En el Energy Day organizado por EconoJournal expuso sus críticas contra la segmentación tarifaria que impulsa el gobierno de Alberto Fernández, analizó las posibilidades de desarrollo de Vaca Muerta y una vez terminado el panel, al ser consultado por Trama, embistió con dureza contra el subsecretario de Hidrocarburos, Federico Bernal, a quien acusa de estar haciendo lo mismo que criticaba cuando era oposición. «Es un accionar propio de un mercenario», aseguró.

Aranguren está convencido de que la segmentación tarifaria no es la solución porque los subsidios se canalizan a través de la oferta y no de la demanda. «No es conveniente que la energía tenga un valor distinto de acuerdo a la cara de quien la está consumiendo. Estoy convencido de que, si hay necesidad de subsidiar a algún sector de la población, hay que hacerlo de forma directa. Todos tienen que recibir en su factura lo que efectivamente cuesta la energía y en todo caso el responsable del hogar necesitado se le deberá depositar en su cuenta a través de la Anses un monto determinado para que pueda afrontar el costo de la energía, como se hizo con el Plan Hogar del 2011 al 2015 para comprar garrafas. Eso es fundamental para tomar conciencia del costo que tiene la energía», sostuvo durante su intervención en el panel que compartió con Marcos Pourteau, Nicolás Gadano y Nicolás Arceo para analizar la política energética (ver aparte).

Su argumento central es que cuando el usuario no paga lo que la energía realmente vale no hay posibilidad de llevar adelante una política de eficiencia energética. «En coyunturas como la actual, donde el precio del gas en el mundo está por encima de los 30 dólares el millón de BTU y el barril de petróleo por encima de 90 dólares, lo mejor que podemos es ser eficientes desde el punto de vista energético y eso no lo vamos a poder hacer si nosotros no reflejamos en la factura el costo real de producir, transportar y distribuir la energía», remarcó.

Usted manifestó críticas a la segmentación tarifaria, pero si el gobierno cumple con esa segmentación que anunció una porción significativa de la población va a comenzar a pagar la tarifa plena como usted propone. –le comentó Trama al finalizar el panel.

—

Siempre es un avance que los que puedan pagar el costo de la energía lo paguen, pero me genera dudas todas las idas y vueltas que está habiendo con el esquema de segmentación. Todo el mundo tiene que pagar lo mismo por la energía porque cuando se pagan precios distintos aparecen las distorsiones y los vivos. Todos deben pagar lo mismo y después tengo que ver, con las bases de datos disponibles en el Estado, quien tiene que recibir un subsidio.

Llevar adelante esa política quita de subsidios con una inflación tan alta es todavía más complicado políticamente que en 2016 porque la gente cuestiona los aumentos nominales sin tomar en cuenta que muchas veces no llegan ni siquiera a compensar la inflación.

—

Sin embargo, la única manera de llegar a un escenario donde los precios bajen es cortando los subsidios. Estamos siempre corriendo de atrás. Hagamos algo distinto, sin desproteger a los más vulnerables, pero todo esto se debe llevar adelante dentro de un plan económico integral.

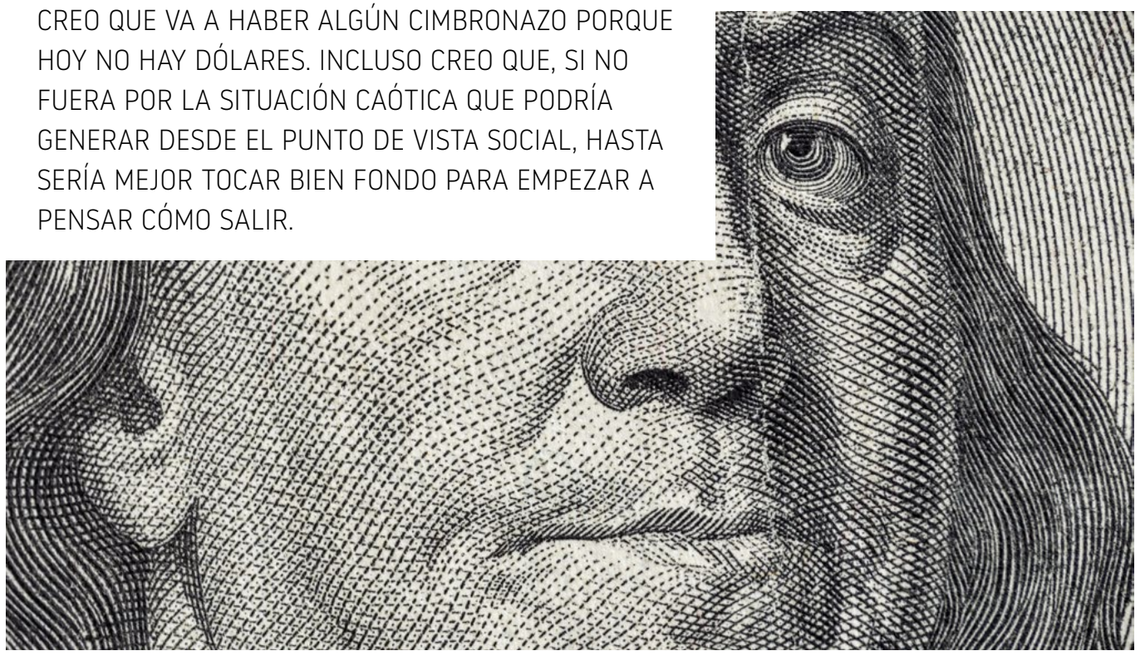
El problema es la gradualidad porque durante su gestión al frente del Ministerio de Energía usted planeo revertir en cuatro años una política de aumento de subsidios que se había llevado adelante a lo largo de doce años.

—

Por eso yo siempre digo que está política hay que llevarla adelante comunicando mucho. Así como estuve tres días en una audiencia pública en 2016, el funcionario público tiene la obligación de sentarse y explicar todas las veces que haga falta por qué cree que esta es la mejor solución y si alguien tiene una propuesta mejor que demuestre cuál es porque durante 12 años se congelaron las tarifas y luego de cuatro años hemos vuelto a hacer más de lo mismo y estamos en una situación muy complicada. Yo particularmente tengo mis dudas de que lleguemos a agosto del año que viene con esta situación. Creo que va a haber algún cimbronazo porque hoy no hay dólares. Incluso creo que, si no fuera por la situación caótica que podría generar desde el punto

“

CREO QUE VA A HABER ALGÚN CIMBRONAZO PORQUE HOY NO HAY DÓLARES. INCLUSO CREO QUE, SI NO FUERA POR LA SITUACIÓN CAÓTICA QUE PODRÍA GENERAR DESDE EL PUNTO DE VISTA SOCIAL, HASTA SERÍA MEJOR TOCAR BIEN FONDO PARA EMPEZAR A PENSAR CÓMO SALIR.



“

EN SU MOMENTO BERNAL DIJO QUE EL PLAN GAS QUE IMPLEMENTÓ ESTA ADMINISTRACIÓN IMPLICABA UNA DOLARIZACIÓN DE LAS TARIFAS Y AHORA ES EL ENCARGADO DE APLICAR EL PLAN GAS QUE EFECTIVAMENTE ES UNA DOLARIZACIÓN DE LAS TARIFAS.

de vista social, hasta sería mejor tocar bien fondo para empezar a pensar cómo salir

AUDIENCIA PÚBLICA Y PLAN GAS

¿Le sorprendió que el gobierno haya avanzado este año con la segmentación de tarifas sin realizar audiencia pública para analizar los cuadros tarifarios?

—

No me sorprende porque demuestra lo que son. El que en su momento nos acusó por no hacer audiencia pública y dolarizar las tarifas ahora que forma parte del gobierno no realizó la audiencia pública que usted menciona y está dolarizando las tarifas. Me llegó a iniciar una causa penal por lo mismo que ahora está haciendo. Yo me regocijo porque toda la información que están produciendo se la paso a mis abogados.

Entiendo que se está refiriendo al ex interventor de Enargas y actual subsecretario de Hidrocarburos Federico Bernal.

—

Bernal es alguien que ha ido cambiando su postura en función de su conveniencia. Cuando yo estaba en Shell y recibíamos las multas de Guillermo Moreno le decía a mi gente que entre lo correcto y lo conveniente yo iba a elegir lo correcto porque si uno elige lo conveniente tarde o temprano la termina pagando. Acá está pasando exactamente eso. A Bernal lo eligió en su momento el ministro Julio De Vido para que arme una estructura con OETEC para contrarrestar el discurso liberal y eso fue lo que hizo. En esa etapa llegó a escribir un libro con De Vido y con Cristina Fernández de Kirchner defendiendo la política energética de esa época. Luego se posiciona como un claro opositor de nuestro gobierno y cuando asume al frente del Enargas cuestiona incluso muchas decisiones de esta misma administración, pero después resulta que termina haciendo lo mismo que antes había cuestionado. Es un accionar propio de un mercenario.

¿Qué es lo que hace diferente ahora que es subsecretario de Hidrocarburos?

—

En su momento Bernal dijo que el Plan Gas que implementó esta administración implicaba una dolarización de las tarifas y ahora es el encargado de aplicar el Plan Gas que efectivamente es una dolarización de las tarifas. No importa que el precio aparezca expresado en pesos, lo que importa es que está dolarizado. Él me enjuició por hacer eso, acusó a esta misma administración en sus inicios de hacer eso y ahora resulta que está aplicando esa misma política y sin haber realizado la audiencia pública.

Las asociaciones de consumidores cuestionaron que no se hayan realizado audiencias, pero tampoco se presentaron ante la justicia como sí hicieron durante su gestión.

—

Sí, (Mariano) Lovelli nos denunció desde CEPIS y después Cristina Fernández de Kirchner lo designó en el Senado.

Pero estuvo bien que se hayan presentado en ese momento, lo malo es que no se hayan presentado también ahora.

—

En ese momento teníamos un procurador del Tesoro, Carlos Balbín, que nos dijo que no era necesario convocar a audiencia pública. Si el abogado que defiende los intereses del Estado me hubiera dicho que hacía falta convocar a una audiencia pública lo hubiera hecho porque si yo quiero defender el imperio de la ley tengo que cumplirla.

EL DESARROLLO DE VACA MUERTA

¿Vaca Muerta puede servir para estabilizar la macro o hay que estabilizar la macro para poder aprovechar la oportunidad que Vaca Muerta le brinda al país? Aranguren respondió que «Argentina es un país en el que vivimos en emergencia permanente y cuando uno vive en emergencia permanente no puede estar depositando su esperanza en un vector de crecimiento como puede ser Vaca Muerta. Si nos acostumbramos a la emergencia y si no cumplimos con los marcos regulatorios, Vaca Muerta no se va a desarrollar con el potencial que podría hacerlo. Tenemos 46 explotaciones de no convencional firmadas y solamente 12 son las que están en modo desarrollo en este momento». Aranguren aseguró además que, aunque se termine el gasoducto Néstor Kirchner, si no se normaliza el acceso a las divisas, la actividad de Vaca Muerta se va a ver resentida. “Hoy Vaca Muerta está en riesgo de continuar con su producción porque no existen dólares suficientes para que las empresas puedan traer los insumos que necesitan para seguir contribuyendo al país», remarcó.

¿Por qué solo 12 de las 46 explotaciones de no convencional de Vaca Muerta están en modo desarrollo? –le preguntó Trama.

—

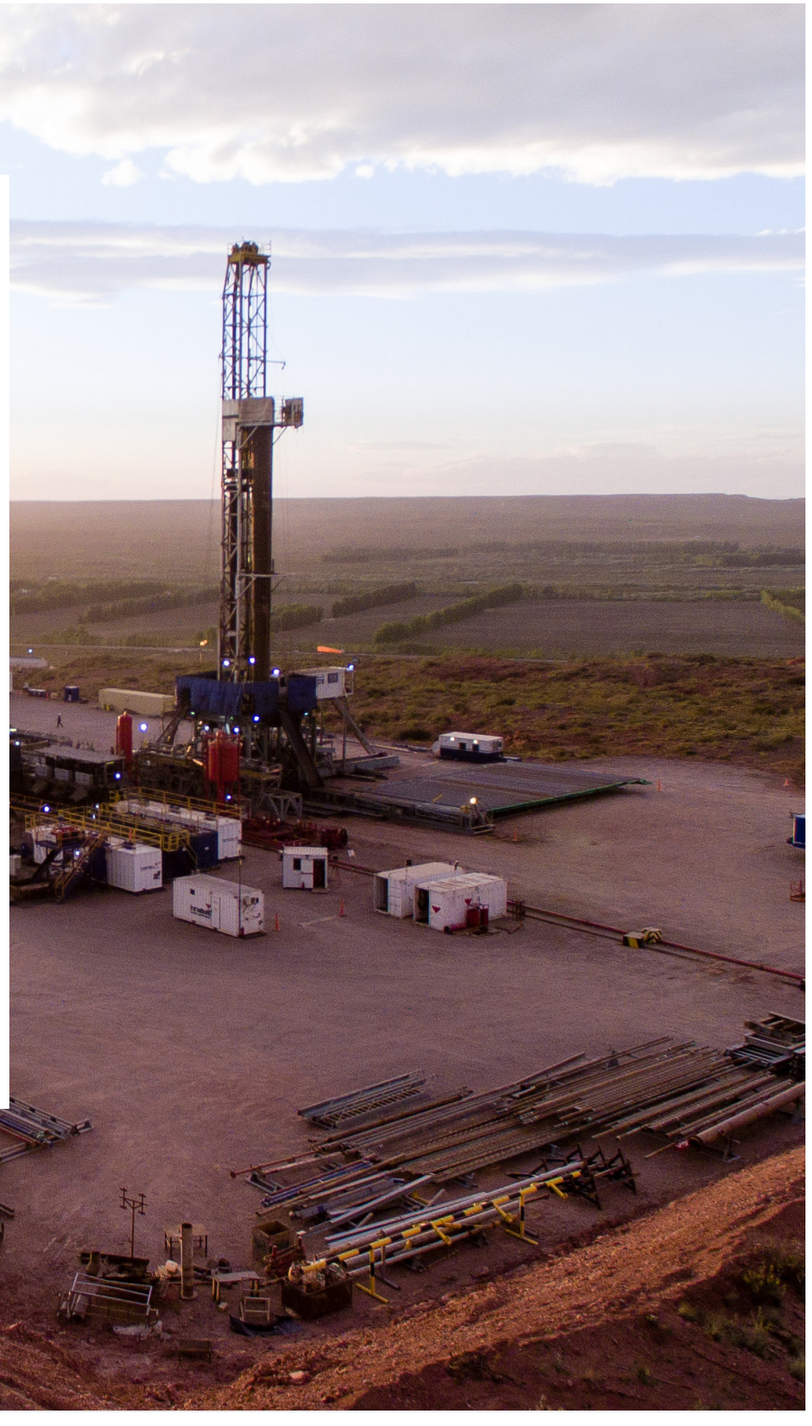
Se lanzaron YPF y Tecpetrol, pero muchas otras petroleras dudan porque no saben si están dadas las garantías para avanzar con una inversión que puede demandar entre 2000 y 3000 millones de dólares por año durante los primeros años. Basta ver lo que pasó con la resolución 46 durante el gobierno de Macri cuando yo ya no estaba. La reinterpretación que realizó el entonces ministro de Economía, Nicolás Dujovne, para poder recortar el incentivo a la producción no era correcta. ¿Me lo van a decir a mí? Esa resolución la escribió Marcos Pourteau y yo le puse la firma. Cuando se entra en esas chicanas para no cumplir con lo mismo que uno pactó se genera un problema muy serio. Cualquiera que venga va a tener que avanzar con un plan integral y afrontar los costos. Si optamos por la fácil y ante la primera adversidad salimos del camino trazado vamos a seguir enfrentando los mismos problemas. ×

EN >
ENTREVISTA

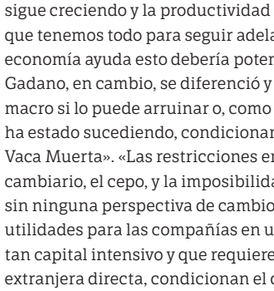
REFLEXIONES DE GADANO, ARCEO Y POURTEAU

EL FUTURO DE VACA MUERTA Y LAS TARIFAS

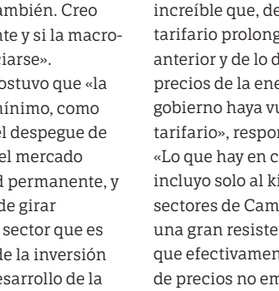
EL EX MINISTRO DE ENERGÍA, JUAN JOSÉ ARANGUREN, COMPARTIÓ SU PANEL EN ENERGY DAY CON LOS ECONOMISTAS NICOLÁS GADANO Y NICOLÁS ARCEO Y CON EL INGENIERO INDUSTRIAL MARCOS POURTEAU, QUIENES TAMBIÉN PUSIERON EL FOCO EN LAS POSIBILIDADES DE DESARROLLO DE VACA MUERTA EN UN CONTEXTO DE INESTABILIDAD MACROECONÓMICA Y EN LA POLÍTICA TARIFARIA QUE VIENE LLEVANDO ADELANTE EL GOBIERNO DE ALBERTO FERNÁNDEZ.



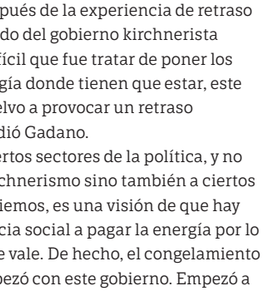
Marcos Pourteau



Nicolás Arceo



Nicolás Gadano



NICOLÁS ARCEO

“VACA MUERTA NECESITA UN NUEVO MARCO REGULATORIO QUE LA BLINDE DE LA VOLATILIDAD MACRO QUE REGISTRÓ LA ECONOMÍA ARGENTINA EN LAS ÚLTIMAS DOS DÉCADAS

FRENTE A LA PREGUNTA de si los problemas macroeconómicos de Argentina podrían llegar a arruinar la oportunidad que brinda Vaca Muerta, Pourteau, quien se desempeñó como subsecretario de Recursos Hidrocarburíferos durante el gobierno de Mauricio Macri, aseguró que «la posibilidad de que la oportunidad se arruine siempre está, pero lo que vemos hoy, aún con una macroeconomía muy inestable, la inversión sigue estando, la producción sigue creciendo y la productividad también. Creo que tenemos todo para seguir adelante y si la macroeconomía ayuda esto debería potenciarse».

Gadano, en cambio, se diferenció y sostuvo que «la macro si lo puede arruinar o, como mínimo, como ha estado sucediendo, condicionar el despegue de Vaca Muerta». «Las restricciones en el mercado cambiario, el cepo, y la imposibilidad permanente, y sin ninguna perspectiva de cambio, de girar utilidades para las compañías en un sector que es tan capital intensivo y que requiere de la inversión extranjera directa, condicionan el desarrollo de la actividad», agregó el ex funcionario del Banco Central y el Ministerio de Economía durante el gobierno anterior.

Por su parte, Nicolás Arceo, quien se desempeñó como vicepresidente de YPF durante la segunda presidencia de Cristina Fernández de Kirchner, remarcó que «Vaca Muerta necesita un nuevo marco regulatorio que la blinde de la volatilidad macro que registró la economía argentina en las últimas dos décadas». «La macro argentina necesita de una Vaca Muerta potente que permita eliminar o al menos disminuir la restricción externa», agregó.

«No podemos pensar a Vaca Muerta como una solución alternativa a la estabilización de su macroeconomía. No le veo futuro a la idea de que un sector, en este caso el energético, puede construir condiciones como para desarrollarse plenamente en un contexto general inestable y volátil como el que tiene Argentina», retrucó Gadano.

«¿Qué tan grave es el atraso tarifario en la actualidad?», les preguntaron a los expositores. «Es increíble que, después de la experiencia de retraso tarifario prolongado del gobierno kirchnerista anterior y de lo difícil que fue tratar de poner los precios de la energía donde tienen que estar, este gobierno haya vuelvo a provocar un retraso tarifario», respondió Gadano.

«Lo que hay en ciertos sectores de la política, y no incluyo solo al kirchnerismo sino también a ciertos sectores de Cambiemos, es una visión de que hay una gran resistencia social a pagar la energía por lo que efectivamente vale. De hecho, el congelamiento de precios no empezó con este gobierno. Empezó a mediados de 2018 y se profundizó a partir de febrero de 2019 con la administración Macri», aseguró Arceo.

«A la política le cuesta mucho salir de los subsidios. Es imposible tener un sector energético que funcione con el nivel de subsidios que tiene la Argentina», coincidió Pourteau. «Hay que ver que tan exitosa es la segmentación, pero van a dejar los subsidios en el lugar muy parecido al que dejaron en 2015», concluyó. ×

PROYECCIONES DE BTU, SACDE Y TECHINT

LAS CONSTRUCTORAS DAN SEÑALES ALENTADORAS SOBRE LOS AVANCES DEL GPNK

LAS URGENCIAS DEL MERCADO GASÍFERO Y LA NECESIDAD DE EXPANDIR LA CAPACIDAD DE EVACUACIÓN DE VACA MUERTA TORNAN MÁS DESAFIANTE EL TRABAJO DE LAS FIRMAS CONSTRUCTORAS INVOLUCRADAS EN EL GASODUCTO NÉSTOR KIRCHNER. ASÍ LO RECONOCIERON CARLOS MUNDÍN, DIRECTOR DE BTU; PABLO BROTTIER, DIRECTOR COMERCIAL DE SACDE; Y GUSTAVO GALLINO, DIRECTOR DE TECHINT INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN. PRODUCTIVAS.

“

Mundín: NUESTRA RESPONSABILIDAD COMO EMPRESARIOS ES SITUARNOS A LA ALTURA DE LOS DESAFÍOS QUE REQUIERE NUESTRO PAÍS PARA BRINDAR SOLUCIONES CONFIABLES Y NOVEDOSAS A LAS NECESIDADES QUE EXISTEN DE NUEVA INFRAESTRUCTURA.

CONVOCADOS PARA PARTICIPAR en el Energy Day, directivos de tres importantes constructoras dieron detalles de los avances, desafíos e implicancias que conlleva la creación del Gasoducto Néstor Kirchner (GNK), una de las obras energéticas más significativas para el país en los últimos tiempos. Antes de su presentación en el panel ‘La visión de las constructoras: ¿Existe capacidad de contratación para avanzar en simultáneo con el GNK y otras obras de infraestructura?’, Carlos Mundín, director de BTU, conversó con Revista TRAMA acerca del compromiso asumido frente a un proyecto de tamaña magnitud. “Nuestra responsabilidad como empresarios es situarnos a la altura de los desafíos que requiere nuestro país para brindar soluciones confiables y novedosas a las necesidades que existen de nueva infraestructura”, expresó.

En la misma sintonía se manifestó Pablo Brottier, director comercial de Sacde, quien enfatizó la relevancia del entrenamiento especializado del personal. “Una vez que ponemos todos los equipos, las máquinas y la capacidad financiera en una obra, finalmente son las personas las que la llevan adelante. Las empresas se organizan y es el personal es el que da inicio a todo lo proyectado”, comentó en diálogo con este medio.

Junto con Sacde, Techint Ingeniería y Construcción conforma la Unión Transitoria de Empresas (UTE) que tiene a su cargo los renglones 1, 2 y 4 del GNK. Al comenzar su disertación, Gustavo Gallino, director de la empresa, indicó que se vienen cumpliendo las metas autoimpuestas en el momento en que se presentaron las ofertas.

“Este gasoducto es un proyecto sumamente exigente en cuanto al cumplimiento de los plazos. Hasta ahora estamos muy conformes con lo realizado. Seguiremos trabajando para que se pueda concretar la obra tal cual se programó”, confirmó.

BTU, por su parte, está encargada del último tramo de la iniciativa, que tendrá unos 133 kilómetros (km) de cañerías desde el km 440 de la traza, en La Pampa, hasta la localidad bonaerense de Salliqueló. “Estamos siguiendo punto por punto la planificación que fuimos trazando. Hoy la compañía ya se encuentra instalada en lo que es la zona de Macachín y también en Saturno, con algunos acopios de cañerías”, precisó Mundín.

La organización, apuntó, lleva alrededor de 10 km de cañería acopiada y lanzó la apertura de pista. “Tenemos 180 personas trabajando en el emprendimiento. En plena etapa de desarrollo, pensamos elevar ese número a 550 trabajadores”, anticipó.

Sobre los tramos adjudicados a Techint y Sacde, por su parte, Gallino detalló que ya hay más de 700 personas contratadas. “La idea es llegar casi a los 3.000 trabajadores, que se irán contratando en función de las distintas aperturas de fases estipuladas. Nosotros ahora estamos con la instalación de campamentos que ya se encuentran recibiendo equipos, y con la calificación de soldadores para la apertura de pista. A medida que el tiempo vaya transcurriendo y el proyecto se vaya desenvolviendo, seguiremos tomando personal”, adelantó.

“

Brottier: VAMOS A TENER QUE TRABAJAR MUCHO TIEMPO Y MUY CONCENTRADOS ANTES DE EMPEZAR A MIRAR OTROS MERCADOS. HOY EL PAÍS CON MEJORES OPORTUNIDADES QUE PODEMOS VER ES NI MÁS NI MENOS QUE EL NUESTRO.

TECNOLOGÍA Y PERSONAL

Para entender cómo se materializa la obra, Brottier realizó una analogía bastante directa. “Construir un gasoducto implica montar una línea de producción en campo. Es como construir una fábrica, pero en vez de hacerlo en un lugar fijo, llevarlo a cabo en un tren que va armando distintos vagones”, comparó.

En ese sentido, diferenció dos aspectos importantes a considerar: el tecnológico y el humano. “Al hablar del aspecto tecnológico, nos referimos fundamentalmente al equipamiento utilizado. Nosotros hemos completado nuestra flota de grandes equipos que tienen que mover todas estas cañerías y soldarlas. También trajimos la máxima y más moderna tecnología de soldadura automática, incluyendo un robot que va soldando a lo largo de la línea y una planta doble junta que une caños de a dos”, especificó.

En cuanto al factor humano, afirmó que la adopción de equipamiento conlleva la contratación de operarios para el sistema. “Nosotros confiamos 100% en la mano de obra nacional. Traemos algunos pocos técnicos para esta tecnología de punta que vienen a entrenar gente en el país. Como decimos siempre, son los grandes proyectos los que hacen dar el salto tecnológico a la industria”, sostuvo.

A través de esta obra, destacó, Sacde quedará excelentemente posicionada para afrontar lo que viene “Tenemos grandes expectativas de que, en el futuro, la Argentina pueda llevar el gas de Vaca Muerta a Brasil”, reveló.

En el caso de BTU, por la magnitud de la obra la compañía decidió incorporar nuevas tecnologías para mejorar las labores a ejecutar. “Hemos implementado procesos de soldaduras semiautomáticas para elevar los registros de producción con respecto al historial que tenemos. El GNK también es una propuesta desafiante en relación con el armado de equipos de trabajo, la capacitación del personal y las cadenas de suministro”, enumeró Mundín.

Actualmente, señaló el directivo, la empresa se encuentra en plena recepción de cañerías. “Ya

tenemos dos acopios instalados para lo que es cañería y estamos iniciando las etapas de desfile de soldadura, lo que significa un gran avance. Para tener órdenes de magnitud, el frente de soldadura es uno de los más importantes de la obra y el que más recursos insume en cuanto a cantidad de personal, porque es donde están los trabajadores más calificados", justificó.
A decir de Gallino, en los tramos restantes se abrió un segundo campamento con los equipos de soldadura automática. "Que ya hayan llegado todos los equipos principales y que estén llegando las zanjadoras en este momento, nos hace pensar que vamos a estar en régimen para mediados de diciembre, cuando nos encontremos en el campo soldando", proyectó.
Sobre el impacto de la obra en términos laborales, admitió su sorpresa ante el enorme interés de la población. "Cuando abrimos la demanda de trabajo a través de las redes o de otros medios, recibimos más de 30.000 currículums para cubrir los 3.000 ó 3.500 puestos previstos. Enseguida se notó el gran atractivo de este proyecto clave para la industria nacional", ponderó.

VERSATILIDAD OPERATIVA

Las constructoras implicadas en esta obra de infraestructura energética tienen un recorrido muy importante dentro de la actividad industrial en general. Según Mundín, además de lo que es Oil & Gas, BTU ejecuta proyectos ferroviarios de envergadura. "En lo que se refiere a recursos humanos, tratamos de armar equipos polivalentes para ir mitigando las variaciones en cantidad de proyectos en ambos rubros. Hoy en día, estamos en una capacidad de personal del 70% ó 75%, por lo que todavía nos queda un remanente para ejecutar nuevos proyectos", cuantificó.
Tal como aclaró Gallino, Techint Ingeniería y Construcción no sólo se desenvuelve en la Argentina, sino que también opera a lo largo de toda América, en el Medio Oriente y en algunos puntos de Europa. "Además de trabajar en el GNK, estamos muy involucrados con el desarrollo asociado a la zona de la Cuenca en Vaca Muerta a partir de diferentes proyectos. Las obras en el GNK representan una gran parte de

nuestra capacidad, sobre todo a nivel local, pero todavía contamos con capacidad para seguir haciendo otras iniciativas", aclaró.
En palabras de Brottier, el emprendimiento está sustentado esencialmente en la planificación y en los recursos. "Estamos poniendo toda la potencia en los recursos humanos calificados y en los equipos, ya que junto con Techint queremos alcanzar las producciones comprometidas. Acá tenemos una fecha límite muy desafiante que es el 20 de junio de 2023. No obstante, nosotros decimos que vamos a requerir hasta el 20 de junio al atardecer para dar muestra de lo exigentes que son los plazos fijados", especificó.

AVANCES PALPABLES

Para Brottier, por la pujanza y la potencia que implican sus obras, el GNK se erige como un verdadero proyecto país. "Hace poco más de 20 años que estamos esperando este momento; es decir, el salto de nuestras empresas en la industria. Y primeramente hay que darlo en la Argentina, que tiene una amplia oferta de

> **Gallino:** PARTICIPAR EN LA CONSTRUCCIÓN DEL GNK IMPLICA UNA GRAN PARTE DE NUESTRA CAPACIDAD, SOBRE TODO EN LA ARGENTINA. SIN EMBARGO, TODAVÍA ESTAMOS EN PLENAS CONDICIONES DE SEGUIR HACIENDO OTROS PROYECTOS.

posibilidades a partir de lo que significa Vaca Muerta", sentenció.
Toda la capacidad disponible, remarcó, tiene que estar pensada para desarrollar al país y maximizar sus oportunidades de creación de valor. "Vamos a tener que trabajar mucho tiempo y muy concentrados antes de empezar a mirar otros mercados. Hoy el país con mejores oportunidades que podemos ver es ni más ni menos que el nuestro", aventuró.
En línea con los dichos de su colega, Gallino volvió a hacer hincapié en la necesidad de cumplir en tiempo y forma los pasos programados. "Por cómo se vienen dando las cosas, es difícil difundir todo lo que se está realizando a lo largo de más de 500 km, pero realmente se viene respetando lo planificado y hay muchos avances que ya se pueden verificar", subrayó.
En este emprendimiento, añadió, se ve un firme compromiso nacional. "Todo el mundo quiere participar porque lo concibe como un proyecto país al cual habrá que darle continuidad hasta donde llegue el caño. Realmente es una gran oportunidad para los proveedores, para las constructoras y para la Argentina", definió.
El reto de colaborar con la construcción del GNK, complementó Mundín, no difiere tanto de lo que BTU venía haciendo hasta ahora. "Sí estamos ante un mayor desafío en cuanto a la formación de los equipos, teniendo en cuenta los recambios generacionales que se fueron dando últimamente. Hoy en día, todo lo que es la industria del Oil & Gas está en franca expansión, principalmente en lo relativo a la infraestructura, tanto en la Argentina como en otros países. Realmente es muy interesante poder poner un nivel alto en la exigencia a fin de prepararnos para lo que pueda suceder en el futuro", concluyó. ×

EXPRO

Well Intervention and Integrity

A safer and smarter well integrity and intervention solutions partner. Our well intervention solutions span across well integrity, EOR, production monitoring, perforation and unconventional, pipe recovery and slickline mechanical services.

We develop leading-edge technologies to optimize performance from your wells.

Partner with us to win the future.

Providing remediation of well integrity issues

Octopoda™, the first technology, allowing you to directly access your annuli.

A new era in well integrity

Distributed Fiber Optic Sensing (DFOS) gives us the capability to monitor your entire well.

expro.com

LA MIRADA DE PCR, ALUAR Y GENNEIA

RECLAMAN SOLUCIONES PARA EL CUELLO DE BOTELLA DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

LAS LIMITACIONES EN EL TRANSPORTE DE ENERGÍA QUE ACTUALMENTE PADECE LA ARGENTINA SON UN TEMA DE AGENDA PARA LAS EMPRESAS DEL SECTOR, YA QUE IMPACTAN DE MANERA DIRECTA EN SUS PROYECCIONES A LARGO PLAZO. ALUAR, PCR Y GENNEIA COINCIDEN EN QUE SE TRATA DE UN DESAFÍO CLAVE A AFRONTAR Y EN LA NECESIDAD DE DECISIONES POLÍTICAS PARA ABORDARLO.

PARA AVANZAR EN LA SENDA de la transición energética, las energías limpias desempeñan un rol trascendental. Pero así como sucedió con el gas en Vaca Muerta, actualmente hay serias deficiencias en el transporte de la energía eléctrica a escala local. Martín Brandi, CEO de Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR); Bernardo Andrews, CEO de Genneia y presidente de la Cámara Eólica Argentina (CEA), y Gabriel Vendrel, director de Energía en Aluar, destacaron en el Energy Day la importancia de situar esta problemática en la agenda pública.

En diálogo con Revista TRAMA, Brandi valoró el papel de las fuentes renovables y los hidrocarburos en el país. Aseguró que ambos recursos van a convivir por muchos años y que la Argentina está bendecida con una enorme potencialidad en términos hidrocarburíferos, eólicos y solares. "Yo creo que es sano que haya una competencia entre el rubro petrolero y el de las fuentes renovables. Y pienso que dentro de ese marco de competencia va a haber desarrollo e inversión en las dos industrias", confió.

El ejecutivo reconoció que uno de los principales obstáculos que enfrenta la actividad eléctrica tiene que ver con la capacidad de transporte disponible para evacuar. "En esa dirección, se tomaron algunas medidas positivas durante este gobierno, como tratar de liberar la capacidad que estaba tomada por proyectos que quedaron truncos o que nunca iniciaron obras y que no se iban a ejecutar. Se fueron buscando alternativas para darlos de baja y que esa capacidad estuviera disponible para nuevos emprendimientos", destacó.

La visión de Andrews no difiere demasiado, ya que consideró que este obstáculo requiere de una interlocución inteligente entre lo público y lo privado. "Lo público es fundamental en el sentido de ordenar, coordinar, priorizar y regular la situación actual. Me parece que estamos en una etapa donde, en conjunto con las autoridades, los privados pueden articular soluciones de mediano plazo a fin de aportar su experiencia y su capacidad de financiamiento para brindar soluciones a los problemas en la capacidad de transmisión. En ese sentido, desde la CEA se está trabajando de manera propositiva", añadió.

Vendrel, por su parte, también reconoció al país por sus recursos extraordinarios. "La Argentina tiene una meta inmediata establecida por la Ley Nacional 27.199, la cual obliga a que el 20% de la demanda de energía eléctrica sea abastecida a partir de fuentes renovables. Hoy estamos en el 14% y no tenemos forma de llegar a ese 20% porque no hay cómo llevar esa energía", cuestionó.

A su entender, la problemática no admite mayores demoras. "No podemos estar 10 años para hacer las líneas de transmisión que permitan que las energías eólica y solar lleguen a los puntos de consumo", resaltó.

> "
> **Brandi:** YO CREO QUE ES SANO QUE HAYA UNA COMPETENCIA ENTRE EL RUBRO PETROLERO Y EL DE LAS FUENTES RENOVABLES. Y PIENSO QUE DENTRO DE ESE MARCO DE COMPETENCIA VA A HABER DESARROLLO E INVERSIÓN EN LAS DOS INDUSTRIAS.

APORTE PRIVADO

Ante la consulta de este medio sobre la injerencia de los privados en esta cuestión vital para la industria, Andrews amplió su visión al respecto. "El sistema de transmisión, como cualquier sistema de provisión de servicios públicos troncales, se encuentra regulado. Los monopolios naturales están regulados como indica la ordenación histórica del sistema eléctrico. La realidad objetiva es que se precisa de una regulación de acceso al sistema troncal de transmisión", indicó.

> "
> **Vendrell:** LA ARGENTINA TIENE COMO META INMEDIATA QUE EL 20% DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEA ABASTECIDA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES. HOY ESTAMOS EN EL 14% Y NO TENEMOS FORMA DE LLEGAR A ESE 20% PORQUE NO HAY CÓMO LLEVAR ESA ENERGÍA.

Adicionalmente, acotó, como operaciones de monopolios naturales, estas actividades requieren de un permiso específico para transitar ese derecho de vía. "Hay empresas nacionales, provinciales y regionales que además tienen zonas de influencia o zonas de permisos de operación. Eso lo tenés que regular y lo tenés que anticipar, pero dada la situación del sector no hay forma de financiar espontáneamente estas inversiones", comentó.

Para el CEO de PCR, los privados podrían traccionar recursos financieros y soluciones técnicas. "Esto sería posible dentro de un marco en el cual el sector privado entienda que esa inversión se va a poder recuperar. Hay algo escrito en la normativa actual que permite entender que alguien que realiza una ampliación de sistema tiene el derecho a la prioridad de despacho asignada directamente. Pero quizás no es lo suficientemente fuerte para pagar una inversión que traería beneficios, no sólo para el proyecto, sino para todo el país", añadió.

Frente a la necesidad de imponer este asunto como prioridad en la agenda nacional, Vendrel ponderó el rol de la CEA. "Estamos tratando de hacer docencia y reforzar nuestro vínculo con el Gobierno nacional alertando sobre esta situación. Otras asociaciones también se encuentran trabajando acerca de este tema. Y hay un organismo técnico muy interesante, que es el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE), que está elaborando propuestas. Siempre chocamos con el gran problema de la Argentina que es el financiamiento, pero la verdad es que el sector privado demostró que tiene una alta creatividad", aseveró.

LIMITACIONES FINANCIERAS

Desde su lugar como CEO de Genneia, Andrews brindó un panorama sobre cómo afronta el financiamiento de las deudas de la compañía, dada la situación económica y las trabas para el acceso de dólares. "No estamos viendo en el corto plazo un problema de acceso a pagar deudas, sino un proceso muy administrado luego de una serie de crisis financieras y cambiarias en Argentina desde el año 2018 hasta acá. Las empresas y los corporativos argentinos endeudados en el exterior han ido ordenadamente al mercado de capitales a refinanciar sus deudas. Es algo que ha pasado durante los últimos grandes refinanciamientos de estos dos años", sostuvo.

Probablemente, sugirió, esta manera de costear las deudas implique riesgos a futuro. "Con el propio proceso de refinanciamiento que se constituyó, sin embargo, existen algunos círculos virtuosos que hemos entablado estas compañías gracias al acceso a financiamiento a muy largo plazo de bancos de desarrollo", afirmó.

Para la Argentina, subrayó, esta facilidad existe y siempre existió "a partir de programas que tienen prioridad en el mundo renovable". Sin demostrar preocupación por la financiación, Andrews remarcó que para la compañía "el gran desafío es el acceso a los dólares para la inversión". "Esto depende del proyecto, de su escala y tecnología implicada, de si es solar o eólico, y de si resulta necesario pensar en un

“

Andrews: LA POBLACIÓN EDUCADA QUE RECIBE UNA PARTE RELEVANTE DEL COSTO REAL DEL SISTEMA DEBERÍA REACCIONAR MÁS PRUDENTEMENTE CON RESPECTO AL USO DE LA ENERGÍA. HAY QUE PONER EL FOCO EN CUÁL ES LA CONDUCTA DEL CONSUMIDOR.

60% de componentes importados. Dinámicamente, en un año lo pagaste en términos de ahorro de combustibles importados, pero si no lo pensás a largo plazo, sino para el año que viene, el impacto en ahorro de divisas para la Argentina se torna dramático”, argumentó.
Acerca de las inversiones a futuro y del pago de importaciones, Brandi afirmó que en la Argentina la energía se paga actualmente en pesos a tipo de cambio oficial. “Con lo que uno tiene que invertir para desarrollarla, debería valer el doble o el triple. Y eso no te lo pagaría ningún cliente”, expresó.
Hoy en día, acotó, lo que se está moviendo mucho es el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), que es un mercado en el cual clientes privados acuerdan condiciones comerciales con un generador. “Ese cliente privado tiene la alternativa de comprar energía a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (Cammesa), que lo paga a tipo de cambio oficial o reemplaza por energía renovable. Al ser competitiva, la misma suele significar algún ahorro y además le permite reducir la huella de carbono al cliente. Pero los consumidores no están dispuestos a pagar el doble o el triple de lo que cuesta hoy la energía, por lo que utilizar dólares financieros para realizar inversiones resulta inviable”, justificó.

PANORAMA ESTIVAL

Los picos de demanda han ido variando con el pasar de los años. Vendrel aseguró que históricamente las mayores marcas se daban en el invierno hasta que empezaron a proliferar los aires acondicionados y los récords migraron al período estival. “Ahora el verano está superando al invierno en cuanto a picos de demanda. Toda la estación transcurre a nivel potencia, salvo casos extremos. En esta oportunidad no deberíamos tener mayores inconvenientes, pero sí puede que surjan dificultades en algunas áreas de distribución”, anticipó.
A nivel potencia, prosiguió, el sistema muestra capacidad independientemente de la generación renovable. “También hay que ser claros: quien aporta potencia para abastecer el pico es la creación térmica o hidroeléctrica convencional”, puntualizó.
Andrews, en tanto, dejó abierta una incógnita que tienen las empresas en agenda. “¿Cómo la población afectada por cambios tarifarios va a reaccionar en su conducta de consumo?”, se preguntó.
A su entender, la población educada que recibe una parte relevante del costo real del sistema debería reaccionar más prudentemente con respecto al uso de la energía. “Realmente la conducta de consumo de gas y electricidad en la Argentina tiene que volver a pensarse. Hay que poner el foco en cuál es la conducta del consumidor que hace muchos años que no verifica el costo real de ese producto-servicio”, consideró.
Brandi recalcó que, de todas formas, las fuentes renovables han demostrado ser competitivas. “Hoy los clientes que estamos captando, que son privados, se acercan por opción. En general, se dan inversiones en todos los mercados donde compiten y donde hay buenos recursos energéticos como el gas, los vientos y los rayos solares. Nosotros nos sentimos cómodos en un escenario

competitivo. Lo mejor sería que las reglas sean claras y que el mercado elija", sentenció.

PROYECTOS EN MARCHA

Aluar anunció en abril la construcción de la Etapa IV del Parque Eólico Aluar en su predio ubicado a unos 20 kilómetros de la ciudad chubutense de Puerto Madryn. Al respecto, Vendrel detalló que están muy avanzadas las bases y el tendido de caminos. "Lo bueno es que estamos llevando adelante la iniciativa con capital propio. Tenemos atraso en la provisión de los generadores y la parte del sistema de potencia, pero es un tema subsanable. Todavía no podemos decir que no vamos a poder cumplir con la fecha objetivo, que es de diciembre del año que viene", manifestó.
A decir de Andrews, Genneia tiene una vocación de crecimiento genuina. "Estamos con un proyecto y una ampliación menor que se termina este verano en San Juan, y con un emprendimiento solar aguas arriba que empieza este año y que está tasado en unos 60 millones de dólares. También tenemos un proyecto eólico de tres etapas en la provincia de Buenos Aires, el cual estamos empezando ahora con otros u$s 280 millones. Es una propuesta muy importante que creo que el sistema argentino se merece", reveló.
Finalmente, Brandi se refirió a la reciente asociación de PCR con Arcelor Mittal. "Teníamos un proyecto que estaba por iniciarse que cuadraba muy bien con lo que ellos querían", explicó.
Según sus palabras, Acindar conoce muy bien el mercado argentino y sabe cómo moverse en un contexto difícil. "Ellos valoran nuestro conocimiento en la industria renovable. La verdad es que estamos teniendo una muy buena relación y el proyecto se viene ejecutando de acuerdo con lo planificado. Junto con esta obra y los complejos Mataco III y Vivoratá, esperamos alcanzar los 527 Mw operativos para fines de 2023", completó. ×

< EN
ENTREVISTA

JAVIER MARTÍNEZ ÁLVAREZ, PRESIDENTE DE TENARIS PARA EL CONO SUR

«SI ANTES LA PRIORIDAD ERA LA ENERGÍA LIMPIA, AHORA LO ES LA ENERGÍA SEGURA»

ES INNEGABLE EL IMPACTO DE LA PANDEMIA Y LA GUERRA EN EL SECTOR ENERGÉTICO GLOBAL. SEGÚN JAVIER MARTÍNEZ ÁLVAREZ, EN ESTE CONTEXTO LA ARGENTINA ESTÁ EN CONDICIONES DE CONVERTIRSE EN PROVEEDOR DE HIDROCARBUROS. HOY, EXPUSO EL EJECUTIVO DE TENARIS, COBRAN MÁS VALOR INICIATIVAS COMO EL GASODUCTO NÉSTOR KIRCHNER Y LA AMPLIACIÓN DE OLDELVAL.

EL IMPACTO EN EL *SUPPLY CHAIN* que tuvo la pandemia y el conflicto bélico en Ucrania fue uno de los principales ejes temáticos abordados por el presidente de Tenaris para el Cono Sur, Javier Martínez Álvarez, durante su participación en el Energy Day. Ambas cuestiones, a su criterio, determinaron un contexto de precios internacionales altos y derivaron en la necesidad de los países europeos de reemplazar el gas ruso. «Si antes el norte estaba en tener energía limpia, ahora se trata de poseer energía segura», sentenció.

Lo que ocurrió en estos últimos años, indicó el ejecutivo, dejó en evidencia lo dramáticamente importante que puede ser la energía para el mundo y, sobre todo, para la Argentina. «Todo lo que sucedió fue inimaginable. Además de la pandemia y la guerra, también hubo un escenario de inflación por arriba del 10% en los países centrales de Europa y Estados Unidos. Para el sector, estas variables significaron cambios importantes», remarcó.

Antes de la pandemia, evocó, se veía un panorama energético bastante estabilizado, con un crecimiento significativo de las fuentes renovables. «Pero ante la cuestión sanitaria se dio una caída dramática del nivel de actividad y de los precios, con una posterior recuperación muy vigorosa orientada especialmente a bienes que servicios. Allí comenzaron los problemas de logística», advirtió.

En este contexto de creciente incertidumbre, explicó, los países y las sociedades empezaron a tomar conciencia del costo de la transformación. «Todo se modificó, desde el uso de las energías renovables hasta la reducción de las emisiones. Hoy el factor predominante está en cómo abastecer energéticamente a los hogares. El gran desafío pasa por buscar el equilibrio entre la necesidad absoluta de seguir mejorando el impacto ambiental, sin soslayar la aparición de este nuevo elemento que es contar con la energía suficiente. La seguridad energética ha pasado a tener un valor fundamental y en esto juega un papel clave el gas, que actualmente es considerado como el hidrocarburo de la transición», aseguró.

En ese sentido, sostuvo, conviene tomar nota del ejemplo de Estados Unidos. «En la última década, por primera vez en su historia esa nación comenzó a bajar sus emisiones de dióxido de carbono (CO_2). Y eso fue porque el gas entró en la matriz energética norteamericana y reemplazó al carbón», subrayó.

No es casual, prosiguió, que este hidrocarburo se presente como el socio estratégico de las fuentes renovables. «Este tipo de energías necesita de la reserva de potencia que aporta el gas. Como son intermitentes, precisan algo que les dé respaldo de potencia, energía constante», argumentó.

EL ROL DE LA ARGENTINA

Martínez Álvarez continuó su disertación poniendo el foco sobre los mayores requerimientos globales de seguridad energética a causa del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia, que es el principal proveedor de gas de varios países de Europa (sobre todo de Alemania e Italia). «Actualmente las naciones europeas están buscando fuentes alternativas de abastecimiento. Frente a esto, la Argentina tiene la posibilidad de convertir este problema del Viejo Continente en una oportunidad de desarrollo nacional», proyectó.

Los ciudadanos europeos, apuntó, vienen sufriendo un fuerte impacto en materia energética y económica. «La factura de luz de los británicos aumentó de 130 libras por mes a 1.400, y allí no hay subsidios. Antes gastaban aproximadamente el 3% de sus ingresos anuales en energía y ahora ese porcentaje trepó hasta un 30 por ciento. En este marco, las autoridades están obligadas a buscar vías alternativas de abastecimiento y seguridad para no seguir dependiendo del gas ruso. Los países que acompañan este proceso son Estados Unidos y Qatar, pero la Argentina también podría hacerlo», expresó.

El mercado local, a su entender, puede producir un gas competitivo, eficiente y abundante a 3 ó 4 dólares por millón de BTU. «Con esas condiciones, la Argentina podría convertirse en un país proveedor de gas. Tenemos la capacidad de generar un proyecto de licuefacción que nos permita exportar y así ayudar a los países europeos, pero también podemos pensar en industrializar ese gas y promover una iniciativa de transformación industrial», pronosticó.

Para lograr estos objetivos, manifestó, deben existir reglas de juego claras. «Cuando uno piensa en un proyecto de inversión, estima una inversión de u$s 10.000 ó u$s 15 millones en el marco de una competencia contra el mundo. Por eso es fundamental exhibir condiciones similares al resto», justificó.

Según sus palabras, uno debe poder ingresar sus divisas para financiar las exportaciones y contar con la posibilidad de repagar a quienes invirtieron o financiaron la obra. «Debemos dar condiciones que permitan a los inversores tener la confianza de que todo se va a respetar en un país que hoy padece dificultades para cumplir este tipo de contratos», comentó.

Hay que dar, desde su óptica, mucha robustez y confianza al inversor. «Vale la pena hacerlo como país porque representa una oportunidad extraordinaria de crecimiento», destacó.

“

A PARTIR DE LA PANDEMIA SE DIO UNA CAÍDA DRAMÁTICA DEL NIVEL DE ACTIVIDAD Y DE LOS PRECIOS, CON UNA POSTERIOR RECUPERACIÓN MUY VIGOROSA ORIENTADA ESPECIALMENTE A BIENES QUE SERVICIOS. ALLÍ COMENZARON LOS PROBLEMAS DE LOGÍSTICA.

—
Javier
Martínez Álvarez

“

TENEMOS LA CAPACIDAD DE GENERAR UN PROYECTO DE LICUEFACCIÓN QUE NOS PERMITA EXPORTAR Y ASÍ AYUDAR A LOS PAÍSES EUROPEOS, PERO TAMBIÉN PODEMOS PENSAR EN INDUSTRIALIZAR ESE GAS Y PROMOVER UNA INICIATIVA DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL.

tgs

El gas, un puente hacia el futuro

Brindamos servicios integrados entre la producción y el consumo de gas natural, operando con calidad, confiabilidad y seguridad, preservando el ambiente.

TRANSPORTE
PROCESAMIENTO
MIDSTREAM
TELECOMUNICACIONES

PLANTA TRATAYÉN, VACA MUERTA.

EN >

“

LO QUE TENEMOS A FAVOR ES QUE VIVIMOS EN UNA ZONA TRANQUILA, SIN CONFLICTOS BÉLICOS. ESTO AHORA ENTRA EN LA ECUACIÓN Y RESULTA UNA VENTAJA. LA ARGENTINA DEBE TRASMITIR CREDIBILIDAD.

PROYECCIONES AUSPICIOSAS

Si la Argentina aprovecha la posibilidad que le brinda este escenario mundial, señaló Martínez Álvarez, solucionará muchos de los problemas de divisas que viene experimentando. «Es un desafío, pero existe una necesidad muy grande y se ha comprobado que el recurso de Vaca Muerta es competitivo», puntualizó.

Fue vital, para el directivo, eliminar el riesgo exploratorio y productivo en la formación. «Hubo dos proyectos extraordinarios (el de YPF y Chevron en Loma Campana, y el nuestro en Fortín de Piedra) que permitieron comprobar que el petróleo y el gas de Vaca Muerta podían ser verdaderamente competitivos y eficientes. Antes esto era una idea y hoy es una realidad», ratificó.

No obstante, advirtió, para aprovechar esta posibilidad que se presenta a partir de la búsqueda de otros proveedores energéticos por parte de los países europeos es necesario construir confianza y tender puentes regulatorios. «Lo que tenemos a favor es que vivimos en una zona tranquila, sin conflictos bélicos. Esto ahora entra en la ecuación y resulta una ventaja. La Argentina debe trasmitir credibilidad», aseveró.

En cuanto a los consensos políticos que tienen que darse para que se materialice esta oportunidad, sostuvo que puede verse una gradual evolución. «Hay una comprensión de la política argentina y de la ciudadanía sobre cómo la energía puede ser una dificultad si uno no la entiende, pero también puede contribuir con el desarrollo del país. Vaca Muerta siguió creciendo en condiciones adversas, por lo que evidentemente tiene un potencial interesante. Este podría ser un extraordinario momento para dictar leyes», reflexionó.

El ejecutivo de Tenaris también aportó su visión sobre cuál sería la estrategia más conveniente para el país en este escenario global. «En petróleo hay una ventana de oportunidad. Es un buen contexto para generar el andamiaje institucional que necesita la Argentina. Son días políticamente complejos, pero a uno le gustaría ver la voluntad de buscar transformaciones fuertes», consideró.

En esa dirección, recalcó la importancia de los proyectos vinculados con la energía. «Traen desarrollo para el país, generan empleo y divisas. Se trata de iniciativas que movilizan a la sociedad entera», definió.

CIFRAS ELOCUENTES

Martínez Álvarez afirmó que hay dos proyectos para conectar Loma Campana con Puesto Hernández que habilitarían potencialmente la exportación de 100.000 barriles hacia Chile. Si se añade a esto que la duplicación de Oldelval agregaría 230.000 barriles, calculó que sería posible alcanzar los 350.000 barriles adicionales. «Con esto la Argentina llegaría a producir 1 millón de barriles, que generarían entre u$s 8.000 y 10.000 millones por año en exportaciones, y cambiarían la ecuación energética y la macroeconomía del país», vaticinó.

Estas iniciativas, continuó, tendrían que venir acompañadas por un cúmulo de inversiones en Neuquén y reglas de juego claras que otorguen previsibilidad.

Este año, cuestionó, dejará un déficit de u$s 6.000 millones en la balanza energética. «No obstante, el país podría no tener que realizar importaciones en el corto plazo si desarrollase su capacidad exportadora. Siempre que se consolide lo que se está lanzando, el déficit de hoy podría convertirse en un superávit de u$s 10.000 ó u$s 15.000 millones,», cuantificó.

De igual manera, expuso que el *shale* es una decisión de inversión de cada semana. «Las petroleras deciden todo el tiempo si van a llevar adelante una inversión porque saben que si dejan de hacerlo, la producción cae en un 70% a fin de año. Es algo que hay que revalidar continuamente. Sin embargo, esto es algo bueno porque hace que la política sepa que el sector representa una oportunidad muy grande que requiere de herramientas y previsibilidad», opinó.

Sobre el proyecto de una planta de licuefacción, indicó que brinda beneficios en múltiples áreas. «No sólo genera la posibilidad de exportar volúmenes adicionales, trayendo divisas al país, sino que además crea excedente de líquidos ricos, que son vitales para obtener otros productos y que poseen un valor mucho más alto. Sería bueno un acuerdo realizado con una contraparte como Europa. Puede ser un proyecto que nos inserte en el mundo», anticipó.

GNK Y PROYECTO DUPLICAR

Tenaris, compañía perteneciente al Grupo Techint, tiene a su cargo la provisión de tubos con costura para el Gasoducto Néstor Kirchner (GNK).

AGREGAMOS VALOR A LA ENERGÍA

Impulsamos el desarrollo energético argentino y de la región.

MEGA
COMPAÑÍA MEGA S.A.

A este emprendimiento Martínez Álvarez lo calificó directamente como «un desafío extraordinario». «Lo ideal hubiera sido lanzarlo en un proceso de dos años. Estamos movilizando todos nuestros recursos para llegar a término. Contratamos 300 personas, de las cuales tres cuartas partes son jóvenes de Valentín Alsina y Lanús, con poca experiencia, que se están formando», detalló.

A la empresa, aseguró, le gustan los retos de envergadura. «A las 24 horas de recibir la adjudicación y el primer pago del proyecto, estábamos dando la orden para lanzar la producción de acero y el contrato con la planta que lo lamina. Estamos fabricando los tubos en dos complejos, uno en Valentín Alsina y otro en Brasil», especificó.

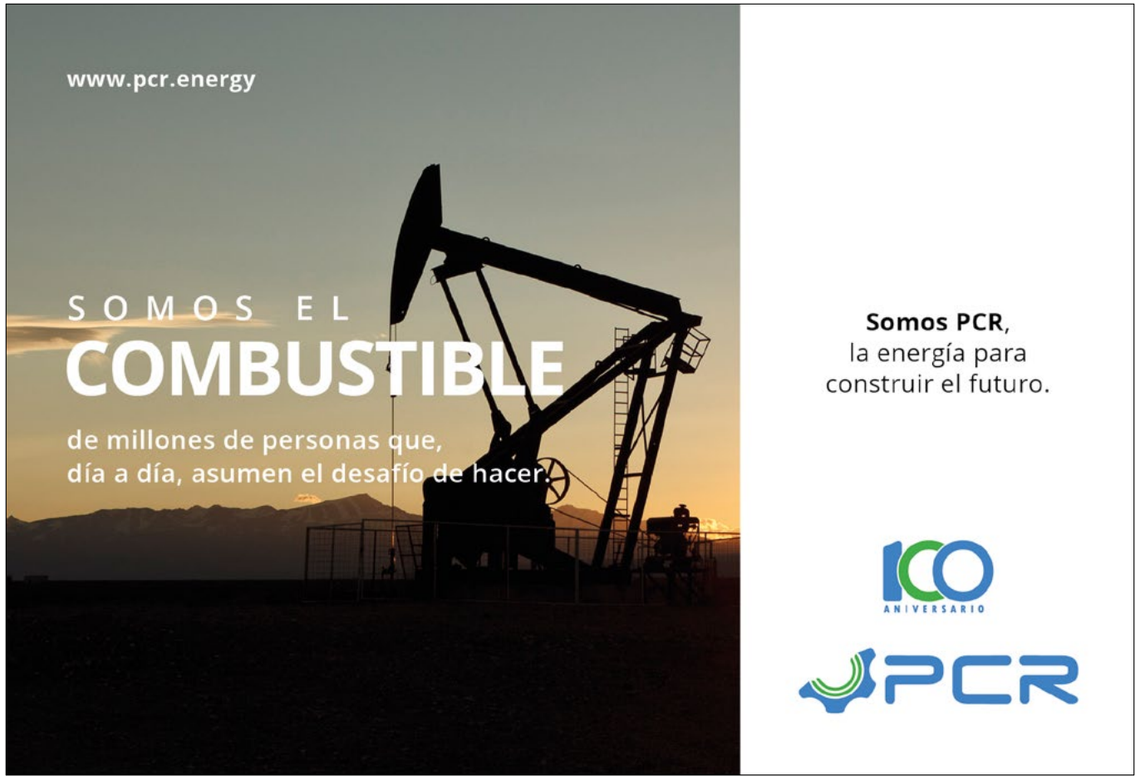
Desde Tenaris, acotó, ya se ejecutó una inversión de u$s 8 millones. «La planta de acá tiene que producir un 30% arriba de lo que jamás produjo las 24 horas, durante los siete días», precisó.

De todos modos, expresó, el proyecto tiene un componente relativo a la logística que resulta muy complejo. «Hay problemas. Hoy en el país se ve un nivel de actividad sostenido y faltan camiones. Lo que ocurre con nuestros tubos es que sólo entran cuatro por camión. Son aproximadamente 15 toneladas (Tn), lo cual es muy poco porque un camión puede llevar mucho más. Podríamos llevar seis caños, pero se exceden por 7 centímetros (cm). Estamos intentando readecuar la norma, pero no es fácil», reconoció.

Con respecto a la problemática logística que se presenta en torno a la construcción del gasoducto que unirá Tratayén, en Neuquén, con Salliqueló, en Buenos Aires, contó que para mover esos tubos deberá salir un camión cada siete minutos desde la planta de la firma durante las 24 horas del día. «En paralelo se va a estar llevando a cabo un oleoducto, pero sigue habiendo problemas en cuanto al abastecimiento de productos. Hay cuellos de botella y dificultades operativas de nacionalización en el país. Los desafíos surgen por todos lados», admitió.

Finalmente, el directivo se refirió a la ampliación del transporte de crudo a partir del proyecto de Oldelval, que permitirá elevar la evacuación de 36.000 a 72.000 metros cúbicos (m^3). «No veo grandes dificultades por parte de la compañía, pero sí en el avance de la obra. Ocurre que el sistema de construcción y de tendido de caños está estresado», explicó.

Para su empresa, confirmó, resulta una obra más sencilla en comparación con el GNK. «A diferencia de ese proyecto, el oleoducto tiene soldadura eléctrica y es más fácil conseguir materia prima», completó.. ×



PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

PAE Y WINTERSHALL DEA REIVINDICAN LA CONTINUIDAD DEL PLAN GAS

EL MERCADO GASÍFERO ARGENTINO SE ENCUENTRA EN PLENA FASE DE EXPANSIÓN. ESTO OBEDECE AL ÉXITO ROTUNDO DEL PLAN GAS.AR, POR UN LADO, Y A LAS CRECIENTES POSIBILIDADES DE EXPORTACIÓN QUE HABILITA EL ACTUAL ESCENARIO, POR OTRO. PESE A LAS LIMITACIONES DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE, EJECUTIVOS DE PAE Y WINTERSHALL DEA DESTACARON LA POTENCIALIDAD DE LOS RECURSOS DISPONIBLES.

“

Freyre: LA CONTRACTUALIZACIÓN ES UN FACTOR FUNDAMENTAL PARA EL PRODUCTO QUE UNO VENDE. PENSEMOS QUE ESTA INDUSTRIA INVIERTE Y DESARROLLA SU NEGOCIO A LARGO PLAZO, REALIZANDO DESEMBOLSOS CUANTIOSOS EN INFRAESTRUCTURA Y EN POZOS QUE TIENE UN HORIZONTE DE REPAGO.

CONFIRMADAS LAS NUEVAS EDICIONES del Plan Gas.Ar, instrumento fundamental para contractualizar a mediano plazo la producción del fluido en el país, Rodolfo Freyre, vicepresidente de Pan American Energy (PAE), y Mariano D'Agostino, vicepresidente de Ventas y Marketing de Wintershall Dea, disertaron sobre el tema en el Energy Day.

Al abrir el panel de debate 'Plan Gas: Los desafíos que plantea la contractualización del mercado hasta 2028', Freyre explicó que una clave para el desarrollo sectorial pasa por favorecer la ejecución de inversiones con estabilidad en las reglas de juego.

“La contractua-lización es un factor fundamental para el producto que uno vende. Pensemos que esta industria invierte y desarrolla su negocio a largo plazo, realizando desembolsos cuantiosos en infraestructura y en pozos que tiene un horizonte de repago”, justificó.

En su opinión, debe reivindicarse la continuidad del Plan Gas en contraposición con el mercado de gas anterior, cuando no existía este modelo vigente. “Veníamos de un gas natural no contractualizado, lo cual dificulta el desenvolvimiento en una industria que tiene inversiones tan fuertes y que requiere horizontes de repago. El Plan Gas fue un buen elemento para volver a poner la contractualización en la mesa”, insistió.

En consonancia con estas palabras, D'Agostino remarcó la utilidad de esta herramienta ponderando sus tres variables más interesantes. “Los tres elementos fundamentales a los que apunta el Plan Gas son la extensión de lo que hoy hay del onshore para la Cuenca Neuquina, una extensión posible de lo que es la Cuenca Austral y el volumen adicional que va a estar asociado a la infraestructura nueva; es decir, al Gasoducto Néstor Kirchner (GNK). Asimismo, a esos tres ítems hay que sumar los volúmenes adicionales que pueden aparecer en donde todavía hay capacidad de transporte”, aclaró.

POTENCIALES EXPORTACIONES

El Plan Gas permitió a los productores estar compitiendo por la demanda como también proyectar en cuanto a la exportación. Así lo cree D'Agostino, quien resumió brevemente su funcionamiento. “Nosotros tenemos que ofrecer un precio (a la demanda doméstica). El que más bajo ofrezca, más parte de esa demanda (de exportación) se lleva”, sintetizó.

El ejecutivo de Wintershall Dea puso el foco en la demanda doméstica y la de las distribuidoras, las cuales impactan de manera diferente, ante el papel elemental de la demanda del mercado exportador. “El valor para ser competitivo en la demanda doméstica está en el mercado de exportación, que puede pagar un precio bastante más alto de lo que paga el doméstico”, distinguió.

“

D'Agostino: EL PLAN GAS PERMITIÓ A LOS PRODUCTORES ESTAR COMPITIENDO POR LA DEMANDA COMO TAMBIÉN PROYECTAR EN CUANTO A LA EXPORTACIÓN. NOSOTROS TENEMOS QUE OFRECER UN PRECIO. EL QUE MÁS BAJO OFREZCA, MÁS PARTE DE ESA DEMANDA SE LLEVA.

Frente al escenario que plantea la competencia de precios entre el mercado exportador -también contraestacional- y la demanda interna, comentó que ahora que hay volúmenes adicionales puestos en el mercado o esperados respecto de la oferta, se está tratando de distribuirles algo de exportación. “Esto se hace, fundamentalmente, para no cerrar la producción en el verano. Así, aquel que ofrezca al mercado argentino un volumen a un precio competitivo en el invierno va a tener mayor cupo de exportación en el verano”, especificó.

La Argentina, resaltó, está interconectada con Chile a través de siete gasoductos. “Esto no sucede en todas las cuencas porque algunas tienen una madurez que impide que la demanda interna esté atendida”, apuntó.

Con Brasil y Uruguay, expresó, solamente se llega hasta la frontera”. “Pero ambos, que son un poco más chicos, pueden posicionarse como demanda potencial de corto plazo”, aventuró.

Es entendible, según Freyre, la responsabilidad que tienen las empresas a la hora de analizar constantemente las posibilidades del mercado exportador. “Con respecto al mercado regional y fronterizo, hay que hacer inversión en infraestructura tanto para ir por Bolivia como para ir por Uruguay o por Uruguayana. El mercado del sur de Brasil es chico si uno se circunscribe a lo que es Porto Alegre, pero si uno lo piensa más hacia San Pablo, por ejemplo, se expande realmente mucho”, detalló.

Más allá de este potencial exportador, admitió, lo que va a faltar es una parte relevante de la decisión económica. “Uno toma por calidad o crédito de los clientes chilenos el precio que un par de años atrás podía obtener del mercado de exportación, por entonces más parecido a lo que era el interno”, afirmó.

Dada la situación que se registra a nivel mundial, agregó, el panorama luce atractivo. “Hay que considerar que Chile es un importador neto y que consume gas natural licuado (GNL), con lo cual uno puede empezar a jugar con otros diferenciales de valores”, sostuvo.

PROVISIÓN CONFIABLE

Al hablar sobre la actualidad y las posibilidades de exportación que tuvieron las empresas, Freyre comentó que en el verano de principios de este año la Argentina padecía grandes necesidades. “Estábamos una situación distinta, con una hidrología muy mala. Necesitábamos que nuestro sector térmico accediera al gas que se estaba exportando a Chile. No obstante, la Argentina confirmó su rol y dio confianza al mercado exportador de que estaba para

“

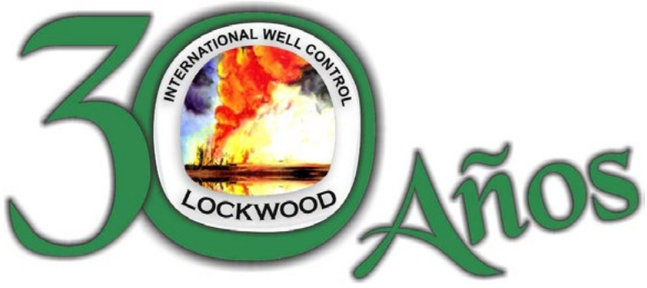
LOS DIRECTIVOS DE PAE Y DE WINTERSHALL DEA COINCIDIERON EN LA NECESIDAD DE AMPLIAR LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE PARA MEJORAR LAS OPORTUNIDADES DE EXPORTACIÓN DEL PAÍS Y RECLAMARON ESTABILIDAD EN EL MARCO REGULATORIO PARA FACILITAR LAS INVERSIONES EN EL *UPSTREAM*.

cumplir estos contratos, lo que resultó excelente para seguir dándole seriedad al asunto”, manifestó.
En relación con las posibilidades de reforzar los vínculos comerciales de exportación con Brasil, señaló que hoy en día dicho mercado es chico porque así lo son las conexiones físicas existentes. “Pero hay que pensar en su potencial para intercambiar gas y energía. En el país tenemos líneas eléctricas que nos unen con Brasil y que nos permiten eventualmente exportar 2.000 megawatts (Mw), volumen cercano a los 8 millones de metros cúbicos (m3) por día”, cuantificó.
Desde su óptica, la realidad es que Brasil exhibe una gran dependencia de la generación hidroeléctrica. “Así como a principios de año estábamos con sequía, hoy en el vecino país -tal como aquí- hay exceso de agua. De hecho, actualmente el precio eléctrico en Brasil está en 55 reales, que son prácticamente 10 dólares”, ejemplificó.
Es posible, añadió el directivo, plantear esquemas de compensación en donde se entregue gas cuando el recurso sobra y se lo reciba cuando escasee (lo que en la Argentina suele darse en invierno). “De ese modo, el diferencial de precio de verano te permite jugar o pensar en ideas creativas para no solamente quedarnos con que hay que mandar el gas por un gasoducto o construir uno nuevo”, indicó.
Los proveedores, precisó, necesitan ser considerados por los clientes como una opción verdadera. “Hoy Brasil no piensa en nosotros como opción por un montón de razones. No estamos en el radar y competimos contra el GNL, que es más ventajoso en cuanto a la flexibilidad que aporta en la operación. No obstante, hemos probado, sobre todo en los últimos dos o tres años, que podemos hacer las cosas bien en el Upstream y que estamos en condiciones ser competitivos. En efecto, hemos bajado significativamente costos y mejorado mucho en términos de productividad”, subrayó.
Para reforzar esta idea, D’Agostino celebró que se le haya demostrado a Chile que el país es un proveedor confiable. “Esto es así si uno tiene en cuenta que se le vendió el gas que no queríamos cerrar porque prácticamente implicaba un precio bajísimo de oportunidad”, reflexionó.
Acto seguido, evocó, las empresas pasaron a vender esos contratos firmes de verano, los cuales se respetan -pase lo que pase- dentro del mercado interno argentino “Nosotros vamos a exportarles en forma ininterrumpible este año, pero podemos ampliar nuestras perspectivas en el invierno. Ahora también hay que demostrarle a Brasil que somos proveedores confiables. Mientras tanto, tenemos que ir trabajando seriamente en un proyecto de GNL de envergadura”, aseveró.

DESAFÍO PENDIENTE

Freyre se refirió a la Argentina en virtud de la necesidad de un estado de madurez para comenzar a exportar gas a Brasil. “Desde el punto de vista del recurso, tenemos que producir a precios competitivos para llegar a exportar. En ese sentido, no es una cuestión menor resolver el desafío pendiente de la falta de infraestructura”, advirtió.
Eventualmente, expuso, habrá que llegar a la frontera. “Eso hoy está representando una restricción que de alguna forma empieza a esclarecerse a partir de la construcción del nuevo gasoducto para el año que viene. Esta obra es importante, claro, pero no suficiente”, enfatizó.
D’Agostino, por su parte, habló acerca del rol que desempeñan las productoras para posicionar este debate en la agenda de la industria. “Cuando uno mira el esfuerzo inversor que debe llevarse a cabo en materia de infraestructura y lo compara con el esfuerzo que tenemos que hacer en el Upstream para abastecer una determinada demanda, queda claro que el primer desembolso se sitúa en varios órdenes más chicos”, comparó.
Para poder tomar las decisiones de inversión en el Midstream, agregó, debe haber un marco regulatorio bastante claro, estable y no expropiable. “Todo ese capital que se va a poner ahí, se va a hundir literalmente en la tierra. Se apunta, por lo tanto, a que se repague en un largo plazo”, argumentó.
Por otro lado con respecto a Vaca Muerta, el ejecutivo puntualizó que el desarrollo de la Cuenca Neuquina amerita un esfuerzo constante. “Pero, si en algún momento algún negocio falla, la inversión se puede parar una vez que está hecho el caño”, completó. ×

LOCKWOOD
Committed to preventing energy loss.



CERTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN
DNV
ISO 9001 · ISO 14001
ISO 45001

Av. Ing. Luis A. Huergo 2914 – PIN Oeste – Q8302SJR – Neuquen – Argentina
Tel. +54-0299-4413782 / 4413785 / 4413855 **Fax** +54-0299-4413832 www.lockwood.com.ar
gabino@lockwood.com.ar Mobile: +54-0299-155-800459 - marcos@lockwood.com.ar Mobile: +54-0299-155-803885

Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera compañía privada integrada de energía de la región. Desde hace más de 20 años invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que otros crezcan.

Pan American ENERGY